

Étude de risques technologiques associés à l'extraction du gaz de schiste

Étude E3-4

Préparé pour:

L'Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste

Préparé par:

**Jean-Paul Lacoursière, ing.
Professeur associé
Département de génie chimique
Université de Sherbrooke
JP LACOURSIÈRE inc.**

**Stéphanie Lacoursière, ing. M.Sc.A.
JP LACOURSIÈRE inc.**

**35, rue Lemoyne
Repentigny, Québec**

J6A 3L4

Décembre 2013

Le présent document a été réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste. Les auteurs sont responsables du choix et de la présentation des faits. Les opinions exprimées dans ce document sont celles des auteurs et n'engagent aucunement le comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste ou le ministère du Développement Durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

Stéphanie Lacoursière, ing., M.Sc.A.
Ordre des ingénieurs du Québec
numéro de membre 111425

Date : 9 Décembre 2013

Jean-Paul Lacoursière, ing.
Ordre des ingénieurs du Québec
numéro de membre 17722

Date : 9 Décembre 2013

Contenu

Définitions	vi
Abréviations	ix
Sommaire exécutif	1
1 Introduction	6
1.1 Objectifs spécifiques du projet	6
2 Mandat	6
3 Description du projet type	8
3.1 Levées géophysiques	9
3.2 Préparation du site	9
3.3 Exploration/fracturation	10
3.3.1 Arrivée de l'équipement	10
3.3.2 Forage	10
3.3.3 Torchère	14
3.3.4 Boues/déblais	14
3.3.5 Complétion	14
3.3.6 Préparation pour la fracturation	15
3.3.7 Fracturation	15
3.3.8 Essais de production	18
3.3.9 Eaux de reflux	19
3.3.10 Séparation de l'eau liquide	19
3.3.11 Déshydratation	20
3.3.12 Unité de traitement des gaz	20
3.3.13 Stations de compression d'appoint	21
3.3.14 Pressurisation	21
3.3.15 Transmission / Distribution	21
3.3.16 Fracturation d'appoint	21
4 Cadre réglementaire et normatif	21
4.1 Lois et règlements	22
4.2 Normes et pratiques recommandées	23
5 Méthodologie d'analyse de risques	25
5.1 Introduction	25
5.2 Risques associés aux procédés	25
5.3 Analyse de risques	26
5.4 Établissement du contexte	28
5.5 Appréciation des risques	28
5.5.1 Trafic	32
5.5.2 Contamination de l'eau souterraine lors des opérations de forage	33
5.5.3 Contamination des aquifères d'eau potable lors des opérations de fracturation hydraulique	34

5.5.4	Contamination de l'eau de surface	36
5.5.5	Éruptions accidentelles.....	37
5.5.6	Séismologie induite par la fracturation hydraulique	39
6	Accidentologie.....	41
6.1	Généralités	41
6.2	Déversements et fuites au Québec aux installations de gaz de schiste.....	42
6.3	Événements ayant un impact environnemental en Pennsylvanie	43
6.3.1	Éruptions accidentelles.....	45
6.3.2	Déversement sur le sol.....	47
6.3.3	Migration des gaz	47
6.3.4	Ciment et coffrage	48
6.3.5	Restauration des sites	49
6.3.6	Contamination des eaux de surface	49
7	Simulation des pertes de confinement.....	49
7.1	Méthodologie	50
7.1.1	Niveaux de dangers prédéfinis	50
7.1.2	Paramètres de modélisation.....	51
7.2	Conséquences des scénarios d'accident	51
7.2.1	Éruptions accidentelles.....	53
7.2.2	Déversement d'acide chlorhydrique	59
7.2.3	Diesel.....	61
7.2.4	Propane	63
8	Risques individuels et collectifs	65
9	Gestion des risques technologiques	66
9.1	Le principe ALARP	67
9.2	Les fondements de la gestion des risques technologiques	68
9.2.1	Technologies sécuritaires.....	70
9.2.2	Gestion rigoureuse des risques et sécurité opérationnelle.....	72
9.2.3	Planification régionale	74
9.2.4	Engagement du public.....	74
9.2.5	Pratiques de bon voisinage	75
10	Recommandations spécifiques	75
10.1	Systèmes de gestion	76
10.2	Mise en œuvre du système de gestion.....	76
10.3	Culture de sécurité.....	76
10.4	Facteurs humains	77
10.5	Leçons retenues	77
10.6	Plan de sécurité	77
10.7	Plan d'appréciation et de gestion des risques	77
10.8	Plan de protection de l'environnement	78
10.9	Plan de gestion des résidus.....	80

10.10	Plan d'intervention d'urgence en cas de perte de confinement	80
10.11	Mesures de prévention spécifiques	82
11	Noeud papillon	85
11.1	Principes de gestion des risques basés sur le noeud papillon	85
11.2	Exemples de nœuds papillon pour un site de forage	87
12	Conclusion.....	90
13	Bibliographie.....	95

Tableaux

Tableau 3-1	Liste générique des produits chimiques entrant dans la composition des fluides de craquage et leur fonction.....	16
Tableau 4-1	Lois et règlements applicables à l'exploitation des gaz de schistes	22
Tableau 5-1	Information requise lors de diverses phases du projet	29
Tableau 5-2	Matrice de gestion des risques	30
Tableau 5-3	Niveaux de risques	31
Tableau 6-1	Classification des infractions environnementales	44
Tableau 6-2	Fréquence de constats d'infraction environnementale par puits Pennsylvanie 2008-2011	45
Tableau 6-3	Distribution des conséquences d'éruptions accidentelles, Texas 1996 à 2013	46
Tableau 7-1	Inflammables : niveaux de dangers	50
Tableau 7-2	Toxiques : niveaux de dangers	51
Tableau 7-3	Paramètres de modélisation	51
Tableau 10-1	Mesures de prévention spécifiques pour l'exploitation des gaz de schiste....	82
Tableau 11-1:	Registre de dangers et de leurs conséquences et mesures d'atténuation	87

Figures

Figure 3-1	Site en phase de forage.....	11
Figure 3-2	Protection des aquifères par une conception judicieuse des coffrages.....	12
Figure 3-3	Torchère	14
Figure 3-4	Canon à perforation	15
Figure 3-5	Opérations de fracturation typique avec 14 camions pompe.....	17

Figure 3-6	Distance maximale de propagation des fractures.....	18
Figure 3-7	Unité de déshydratation des gaz	20
Figure 5-1	Processus de gestion des risques	28
Figure 5-2	Rupture de tubulure lors des opérations de fracturation hydraulique	38
Figure 5-3	Éruption d'eau de reflux.....	38
Figure 5-4	Éruption accidentée de puits avec incendie	38
Figure 6-1	Puits d'eau potable à paroi naturellement fracturé	48
Figure 6-2	Bulles de gaz à la surface du puits d'eau potable	48
Figure 7-1	Normalisé, horizontal, retour de flamme	54
Figure 7-2	Normalisé, vertical, retour de flamme	54
Figure 7-3	Normalisé, horizontal, feu en chalumeau	55
Figure 7-4	Normalisé, vertical, feu en chalumeau.....	55
Figure 7-5	Normalisé, explosion confinée.....	55
Figure 7-6	Alternatif 114,3 mm horizontal, retour de flamme.....	57
Figure 7-7	Alternatif 114,3 mm vertical, retour de flamme	57
Figure 7-8	114,3 mm horizontal, feu chalumeau.....	57
Figure 7-9	114,3 mm vertical, feu chalumeau.....	57
Figure 7-10	Rupture pipeline, retour de flamme	58
Figure 7-11	Rupture pipeline, boule de feu.....	58
Figure 7-12	Rupture pipeline, feu en chalumeau	59
Figure 7-13	Normalisé HCl 28%	60
Figure 7-14	Normalisé HCl 15%	60
Figure 7-15	Alternatif HCl 28%	61
Figure 7-16	Alternatif HCl 15%	61
Figure 7-17	Normalisé diesel	62
Figure 7-18	Alternatif diesel, rupture du boyau de déchargement lors d'un transfert	63
Figure 7-19	Normalisé propane	64
Figure 7-20	Alternatif, BLEVE du réservoir de propane, rayonnement thermique.....	65
Figure 7-21	Alternatif BLEVE du réservoir de propane, suppressions.....	65
Figure 9-1	Principe ALARP	68

Figure 9-2 Fondement de la gestion des risques technologiques pour les gaz de schiste.. 68
Figure 11-1 Exemple de nœud papillon 86
Figure 12-1 Cadre de gestion de l'environnement 95

Annexes

Annexe 1 Événements accidents Alberta 102
Annexe 2 Événements accidents Colombie Britannique 103
Annexe 3 Événements accidents Texas 104
Annexe 4 Noeuds papillon 116

Définitions

Agent de soutènement en charge (Propping agents) :	Sable (silice) ou autres particules pompés dans une formation durant l'opération de fracturation hydraulique pour conserver les fractures ouvertes et permettre l'écoulement des hydrocarbures.
Dangers :	Source de dommages potentiels ou situation pouvant entraîner des blessures, des problèmes de santé ou des dommages aux biens, à l'environnement ou autres valeurs ou encore une combinaison de telles conséquences.
Domage (conséquence) :	Blessure physique ou atteinte à la santé des personnes, ou atteinte aux biens ou à l'environnement.
ERPG - 3 (Emergency Response Planning Guidelines3) :	Concentration maximale d'une substance dangereuse dans l'air sous laquelle on croit que presque tous les individus peuvent être exposés jusqu'à une heure sans qu'ils subissent ou développent des effets sur leur santé susceptibles de menacer leur vie.
ERPG-2 (Emergency Response Planning Guidelines2) :	Concentration maximale d'une substance dangereuse dans l'air sous laquelle on croit que presque tous les individus peuvent être exposés jusqu'à une heure sans qu'ils subissent ou développent des effets irréversibles ou sérieux sur la santé ou des symptômes qui pourraient réduire la capacité d'une personne à prendre des actions pour se protéger.
ERPG-1 (Emergency Response Planning Guidelines1) :	Concentration maximale d'une substance dangereuse dans l'air sous laquelle on croit que presque tous les individus peuvent être exposés jusqu'à une heure sans qu'ils subissent d'effets adverses sur la santé, autres que des effets mineurs et transitoires ou sans que ces individus perçoivent une odeur clairement définie.
Éruption accidentelle :	Éruption dans un puits avec flux non intentionnel des fluides du puits (huile, gaz, eau et autres substances) vers la surface qui ne peut être contrôlée par les équipements de tête du puits et/ou par l'obturateur anti-éruption, ou un puits dont les fluides s'écoulent d'une formation à une autre (éruption en sous-sol) qui ne peut être contrôlé en augmentant la densité du fluide. Le contrôle du puits peut être repris seulement en installant des équipements additionnels en surface pour permettre la fermeture du puits ou la recirculation des fluides de contrôle ou en forant un puits d'intervention. (AER 2011).

Fracturation hydraulique :	Le processus d'injecter des fluides de fracturation dans la formation cible avec une force qui excède la pression de fracturation de la roche, ce qui produira des fractures par lesquelles l'huile et le gaz s'écouleront.
Fluide de fracturation hydraulique :	Un fluide à base d'eau ou de gaz qui contient souvent un agent de soutènement (habituellement du sable) et des additifs, pour induire la fracturation de la formation ciblée.
Mesures d'atténuation actives :	Systèmes destinés à restreindre les conséquences d'un accident sur le public et les zones sensibles qui demandent l'intervention humaine, d'un mécanisme externe ou d'une source d'énergie.
Mesures d'atténuation passives :	Systèmes destinés à restreindre les conséquences d'un accident sur le public et les zones sensibles qui ne demandent pas d'intervention humaine, de mécanisme externe ou de source d'énergie.
Obturbateur anti-éruption :	Système de sécurité qui relie l'appareil de forage au puits, permettant de contrôler la remontée non souhaitée des hydrocarbures et autres fluides contenus dans le puits.
Plan de mesures d'urgence :	Plan détaillé pour assurer la protection du public, des personnes présentes sur le site, de l'environnement et des biens lors d'une urgence, y incluant les critères pour évaluer le niveau de l'urgence et les procédures pour la mobilisation du personnel d'intervention et les organismes gouvernementaux et pour la mise en place des moyens de communication, de coordination et d'intervention. (AER 2011)
Résurgence accidentelle :	Remontée incontrôlée et non souhaitée des fluides du réservoir ou des zones intermédiaires dans le trou de forage, la roche avoisinante et le sol en surface.
Risque :	Combinaison de la probabilité d'un dommage et de sa gravité (conséquence).
Risque individuel :	Risque affectant une personne présente constamment en un lieu pendant l'année entière. Ce risque est généralement illustré par des courbes isocontours qui présentent la probabilité de décès en fonction du nombre d'années, exemple : 1 décès par 100 ans, 1 décès par 1000 ans, 1 décès par 10000 ans, 1 décès par 100000 ans, 1 décès par 1000000 ans.

Risque sociétal:	Risque affectant plusieurs personnes. Ce risque est généralement quantifié par une courbe fréquence vs nombre de personnes affectées (pertes de vie), exemple 1 décès par 100 ans, 10 décès par 1000 ans, 50 décès par 10000 ans.
Riverains :	Dans le contexte du présent rapport, personnes présentes en permanence ou sporadiquement dans des habitations, édifices, infrastructures situés à proximité d'un site d'exploitation de gaz de schiste.
Scénario d'accident :	Les scénarios d'accidents sont habituellement définis à partir des accidents passés ou par un groupe de personnes familières avec le procédé en utilisant les méthodes habituelles d'identification des dangers, telles que HAZID (Hazard Identification), HAZOP (Hazard and Operability).
Scénario normalisé d'accident:	Le scénario normalisé d'accident est le relâchement de la plus grande quantité d'une substance dangereuse, détenue dans le plus gros contenant, dont la distance d'impact est la plus grande. (en anglais Worst Case Scenario) Il prend en compte seulement les mesures d'atténuation passives.
Scénario alternatif d'accident:	Le scénario alternatif représente l'accident le plus important qui peut se produire. (en anglais Alternative Scenario) en tenant compte de la proximité et de l'interconnexion des contenants de la substance concernée. Toutefois, il tient aussi compte des mesures d'atténuation passives et actives.
Sécurité intrinsèque:	Un concept ou une approche à la sécurité qui se concentre sur l'élimination ou la réduction des dangers associés à un ensemble de conditions.
Site de puits :	Site où un ou plusieurs puits sont présents et où diverses activités en lien avec ce puits ont lieu.
Zones de planification d'urgence (ZPU) :	Secteur géographique entourant un puits, un pipeline, une installation où des produits dangereux sont présents, qui requière une planification spécifique des mesures d'urgence qui doit être préparée par l'entreprise responsable de ces installations. (AER 2011)

Zones sensibles : Les zones sensibles sont les éléments externes à un établissement pouvant être affectés lors d'un accident, ex.: quartiers résidentiels, lieux de stockage de produits chimiques, hôpitaux, institutions d'enseignement, voies de communication, sites naturels particuliers, zones écologiques, prises d'eau potable, aquifères, etc.

Abréviations

AER	Alberta Energy Regulator
AICHE	American Institute of Chemical Engineers
API	American Petroleum Institute
CEES	Comité de l'Évaluation Environnementale Stratégique
CRAIM	Conseil pour la Réduction des risques d'Accidents Industriels Majeurs
CSA/ACNOR	Association canadienne de normalisation
ERCB	Energy Resource Conservation Board
GES	Gaz à effets de serre
HAZID	Identification des dangers
HAZOP	Étude de dangers et de risques
MDDEFP	Ministère du Développement Durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
QRA	«Quantitative Risk Assesment» - Analyse Quantitative de Risques
SIL	«Safety Integrity Level » - Un critère de performance pour les systèmes instrumenté de sécurité qui définit la probabilité du système instrumenté de sécurité à ne pas exécuter sa fonction lorsque sollicité
kPa	kilo Pascal
m	mètre
m ³ /h	mètre cube par heure
m ³ /s	mètre cube par seconde
min	minute
mm	millimètre
mPa	méga Pascal
po	pouce
ppm	partie par million
psig	livre par pouce carré (pound per square inch) au manomètre
s	seconde

Sommaire exécutif

Le gaz de schiste est du gaz naturel (principalement du méthane) qui est emprisonné dans la roche sédimentaire du même nom. Des avancées technologiques récentes ont fait que les réserves abondantes de ce gaz peuvent être exploitées de façon économique. Au Canada, ces ressources sont exploitées en Colombie Britannique et en Alberta et des réserves importantes existent potentiellement au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Le gaz de schiste est exploité à grande échelle aux États-Unis et ce gaz est devenu un enjeu important pour la sécurité énergétique de ce pays. D'autres pays vont sans doute exploiter cette ressource dans le futur. Ce gaz qui a selon certains, tant dans les milieux scientifiques qu'industriels, un impact moins important que le pétrole et ses dérivés sur la production de gaz à effets de serre, fait donc partie des stratégies énergétiques de plusieurs pays.

Par contre, la presse, les films comme Gasland et de plus en plus de publications scientifiques avec revue par comités d'experts, ont porté à l'attention du public et des gouvernements, des événements qui ont conduit à la contamination des eaux de surface suite à des déversements de produits chimiques utilisés pour les opérations de fracturation et des contaminations d'aquifères et même dans certains cas, à la migration de gaz dans des immeubles avec explosion.

Ces incidents ne sont pas différents de ceux qui peuvent survenir lors de l'exploitation des puits conventionnels de gaz naturel. Les mêmes produits chimiques sont utilisés pour le forage de ces puits que pour les gaz de schiste avec fracturation hydraulique bien que les inventaires et quantités utilisées soient plus faibles. Il faut souligner entre autres, la difficulté de réaliser le scellement parfait des puits pour assurer l'isolation des zones qui contiennent des fluides dont en particulier la zone intermédiaire, lors des opérations de mise en place de la barrière de ciment qui remplit l'espace annulaire entre le puits et les divers coffrages et tube d'exploitation. Ce problème est amplifié par les opérations de fracturation qui mettent les tubes de production plusieurs fois en pression, ce qui peut éventuellement causer des dommages à la barrière de ciment.

De plus, l'exploitation de cette ressource se fait parfois à proximité de zones urbaines ou suburbaines, ce qui augmente le potentiel de risques.

C'est pourquoi, le Ministre du Développement Durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) a mandaté en 2011 un comité pour conduire une Évaluation Environnementale Stratégique (CEES) sur le gaz de schiste afin d'acquérir des connaissances sur les enjeux relatifs à l'exploration et l'exploitation des ressources gazières dans le shale d'Utica au Québec. Le volet risques technologiques résultant de l'exploitation de cette ressource représente un enjeu qu'il faut comprendre et maîtriser pour assurer la sécurité du personnel exploitant et des riverains.

Le développement à grande échelle des gaz de schiste pose plusieurs risques pour l'environnement, la santé et la sécurité des personnes. Certains de ces risques (i.e. émissions atmosphériques, éruptions accidentelles, explosions, incendies, émissions de gaz toxiques) sont similaires à ceux posés par le développement conventionnel du gaz naturel et leur nature est bien connue. D'autres risques associés à l'exploitation des gaz de schiste sont nouveaux: fracturation hydraulique à haute pression par de grands volumes d'eau avec produits chimiques, sismicité induite par la fracturation hydraulique. De plus, le niveau de risque augmente avec le niveau d'activités et le nombre de puits en place. Il y a d'importantes lacunes dans l'information disponible dans le domaine public, ce qui rend difficile la quantification des conséquences et des fréquences et probabilités associées à ces risques. Les fréquences d'événements non désirés qui pourraient être développées pour un champ gazier donné sont difficilement transposables à un autre champ à cause des différences géologiques et réglementaires. Il serait donc problématique d'établir les risques individuels et sociétaux en fonction de données peu fiables. Il est à notre avis inapproprié de baser les décisions sur les risques individuels et collectifs. À notre connaissance, la plupart des juridictions basent leurs décisions sur une analyse déterministe des risques.

Dans cette étude, les risques suivants ont été analysés: (i) trafic de véhicules servant à mobiliser et démobiler les équipements et à transporter les produits chimiques ou les carburants (propane, diesel) et les eaux servant à la fracturation hydraulique et les eaux de reflux et de formation; (ii) contamination des eaux souterraines lors des opérations de forage; (iii) contamination des eaux souterraines lors des opérations de fracturation hydraulique; (iv) contamination de l'eau de surface; (v) éruptions accidentelles; (vi) sismicité induite par la fracturation hydraulique.

La contamination des aquifères lors les opérations de forage suite à une mauvaise cimentation ou à la détérioration de la barrière de ciment, par des failles naturelles dans la roche ou suite à la présence de vieux puits peut potentiellement dans des cas rares mais plausibles, conduire à la migration de gaz naturel (méthane) vers des édifices situés à proximité, y créant un risque d'explosion. Cette problématique est particulièrement aggravée si le puits est à l'intérieur de la maison comme ce fut le cas lors de l'incident de Bainbridge en Ohio. Une mauvaise cimentation ou une détérioration de la barrière de ciment et un espace annulaire de puits laissé sous pression peuvent être des causes potentielles de migration des gaz vers les aquifères et leur migration vers des immeubles avec risque d'explosion.

De plus le potentiel d'éruption accidentelle lors du forage du puits, de son exploitation et de son entretien, est présent. Une éruption accidentelle peut conduire à la création d'un nuage de gaz inflammable et explosif avec dérive hors site et allumage avec retour de flammes et explosion avec potentiel de blessures et pertes de vie sur le site et dans certains cas hors site et d'évacuation des riverains. Les mesures mises en place pour prévenir de tels événements doivent être adéquates et leur suivi rigoureux. L'Alberta Energy Regulator s'est particulièrement penché sur cette problématique et a publié des directives spécifiques.

Le déversement accidentel des boues de forage, fluides utilisés pour la fracturation et additifs qui entrent dans leur composition, eaux de reflux et eaux de formation, a été la cause de pollution des eaux de surface et des eaux souterraines. Les moyens appropriés pour contenir ces fluides doivent être mis en place y incluant les procédures et équipements pour récupérer ces déversements.

Certains produits chimiques sont volatils et toxiques (acide chlorhydrique 28%) et peuvent être la source lors de déversement, d'un nuage de gaz toxique qui va dériver hors site et affecter les riverains. Cet acide est la plupart du temps utilisé à une concentration de 15%. À cette concentration, le nuage toxique produit par un déversement est de faibles dimensions. Il y a donc lieu d'amener sur le site de l'acide à concentration de 15% au lieu de celle à 28% et d'en faire la dilution sur site. Cet acide est produit localement et les coûts de transport additionnels suite à sa dilution seraient négligeables.

La sismicité induite par la fracturation hydraulique fait l'objet d'une préoccupation importante de la part du public. La plupart du temps cette sismicité serait causée par l'injection en sous-sol des eaux de reflux et de formation comme moyen d'en disposer. Quant à elle, la sismicité détectée dans la région de Horn River en Colombie Britannique entre avril 2009 et décembre 2011 aurait été causée par la fracturation hydraulique à proximité de failles et aurait atteint un maximum de 3,8 M_L à l'échelle de Richter ce qui est insuffisant pour causer des dommages aux immeubles. Il est recommandé que : 1) une étude soit conduite pour déterminer les contraintes dans la formation Utica et localiser les failles; 2) la sismicité soit surveillée avant, pendant et après la fracturation hydraulique; 3) des systèmes de surveillance sismique soient mis en place et les informations fournies à l'exploitant de sorte qu'une intervention appropriée soit appliquée pour faire cesser toute sismicité induite; et 4) les exploitants partagent leurs données avec le Ministère des Ressources Naturelles afin de développer une base de données nationale des contraintes et failles dans les schistes de sorte que les puits puissent être localisés au bon endroit.

Comme on a vu précédemment, il existe des risques associés à l'exploitation des gaz de schiste. Il est donc impératif de mettre en place un cadre de fonctionnement efficace pour bien maîtriser ces risques. La gestion des impacts environnementaux résultant du développement à grande échelle de l'exploitation des gaz de schiste requière l'utilisation des meilleures technologies, mais elle est aussi dépendante d'une réglementation efficace et de systèmes de gestion et d'inspection rigoureux et de la participation du public touché.

Il n'est pas suffisant d'avoir une réglementation aussi efficace soit-elle, il faut une information efficace et une inspection diligente.

Le cadre pour maîtriser les risques associés au développement des gaz de schistes devrait inclure cinq éléments distincts:

Les technologies pour développer et produire des gaz de schistes: Les équipements et produits doivent être conçus, installés en conformité avec les normes et les meilleures pratiques utilisées par l'industrie, leur fiabilité vérifiée et maintenue;

Les systèmes de gestion pour maîtriser les risques pour l'environnement, la santé et sécurité du public: La gestion de la sécurité des équipements et des procédés associés au développement et aux opérations des gaz de schiste doit être complète et rigoureuse.

Un système réglementaire efficace: Les règles qui gouvernent le développement des gaz de schiste doivent être basées sur des connaissances scientifiques solides et la conformité à ces règles doit être suivie et mise en vigueur.

Planification régionale: Pour prendre en compte les impacts cumulatifs, les plans de forage et de développement doivent refléter les conditions locales et environnementales y incluant l'aménagement existant du territoire et les risques pour l'environnement et le public. Certains endroits ne sont peut-être pas appropriés pour être développés avec la technologie existante alors que d'autres peuvent requérir des dispositions spécifiques pour maîtriser les risques.

La réglementation doit être élaborée à partir des meilleurs exemples à notre disposition. Il est recommandé que la réglementation québécoise s'inspire de celle de l'Alberta qui est considérée par plusieurs comme une des meilleures au monde. L'Office National de l'Énergie par sa référence à la culture de sécurité et à l'obligation que l'exploitant a de démontrer la présence d'une culture de sécurité est particulièrement prometteuse. L'Association Canadienne des Fabricants de Produits Chimiques a inventé le concept de Gestion Responsable^{md}. Les résultats ont été remarquables à tel point que plusieurs pays ont imité le Canada. Il y a lieu que le gouvernement du Québec par sa réglementation en matière de gaz de schiste favorise le développement d'un tel concept de gestion de la sécurité, de l'environnement et du bon voisinage.

La gestion de l'environnement et de la sécurité lors des activités d'exploration et d'exploitation des gaz de schiste requière un système complet et intégré de gestion. Ce système peut être comparé à un édifice. Comme un édifice, la gestion de l'environnement et de la sécurité repose sur des fondations. On compte sept composantes à ces fondations :

1. S'engager dans la sécurité ;
2. Comprendre les dangers et les risques ;
3. Maîtriser les risques ;
4. Mesurer la performance ;
5. Contrôler les programmes, pratiques, équipements, etc. ;
6. Prendre des mesures d'aménagement du territoire;
7. Établir des relations de bon voisinage avec les citoyens, les consulter, les écouter.

Les institutions responsables de gérer le développement des gaz de schiste font face à plusieurs défis. Les stratégies de gestion ne doivent pas seulement prendre en compte le manque d'information pour définir les enjeux de façon scientifique mais il faut s'assurer que le cadre de gestion des risques pour l'environnement et la santé et la sécurité des personnes, est bien en place. Ce cadre de gestion des risques sera constamment en évolution avec l'apparition de nouvelles connaissances. Il faut donc prévoir un processus d'amélioration continue. Le cadre de gestion des risques décrit précédemment requière la mobilisation de l'industrie et des autorités publiques qui devront surveiller les impacts sur l'environnement du développement de l'industrie des gaz de schiste, identifier à l'avance les seuils d'intervention et lorsque requis, appliquer les interventions appropriées et le tout en toute transparence.

Le très haut niveau de sensibilité publique au sujet du développement de l'industrie des gaz de schiste force tant l'industrie que les autorités publiques à rebâtir cette confiance qui a été perdue. Rebâtir la confiance du public implique de reconnaître l'existence de risques associés avec l'exploitation des gaz de schistes, ce n'est pas nouveau, l'homme fait constamment face à des risques, mais il faut démontrer clairement et en toute transparence que tout est mis en place pour maîtriser ces risques.

Cette étude est un point de départ et devra être bonifiée avec le temps car les connaissances évoluent constamment.

Il est donc recommandé que des programmes de recherches soient mis en place pour adapter au contexte québécois les méthodes de gestion existantes de gérer les risques et les plans d'intervention d'urgence ou en développer de nouvelles. Le contexte québécois est parfois différent du reste du Canada et des États-Unis dans sa façon de mobiliser et coordonner les intervenants d'urgence.

Quant aux distances de séparations entre les puits et les immeubles, nous sommes d'avis que celles spécifiées par le Nouveau Brunswick devraient être prises en compte dans la réglementation québécoise. Ces distances correspondent aux résultats des simulations des événements accidentels qui ont été faites dans le cadre de la présente étude. Le Nouveau Brunswick propose les distances de séparation suivantes entre les puits et les immeubles:

- 500 m d'une école, hôpital ou centre d'hébergement de personnes âgées
- 250 m d'une habitation.

1 Introduction

1.1 Objectifs spécifiques du projet

Le comité de l'Évaluation environnementale stratégique (CEES) sur le gaz de schiste a été mandaté en 2011 par le ministre du Développement Durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) afin d'acquérir des connaissances sur les enjeux relatifs à l'exploration et l'exploitation des ressources gazières dans le shale d'Utica au Québec. Le volet risques technologiques résultant de l'exploitation de cette ressource représente un enjeu qu'il faut comprendre et maîtriser pour assurer la sécurité du personnel exploitant et des riverains.

2 Mandat

Le mandat pour la présente étude consiste à effectuer une analyse des risques technologiques associés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste, selon un projet type, incluant les types d'accidents susceptibles de survenir et les conséquences directes et indirectes qui y sont associées, et la production d'un rapport final sur ce sujet, et ce, dans le cadre du plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste du CÉES.

L'analyse de risques devra en particulier :

- 1 Fournir un historique des accidents des dix (10) dernières années, au Québec, dans le reste du Canada et aux États-Unis;
- 2 Identifier les accidents potentiels et leurs causes à chacune des étapes d'un projet type (pour tous les types d'activités) et en fonction de scénarios de développement identifiés;
- 3 Évaluer les conséquences (ampleur et étendue des impacts) selon divers scénarios d'accidents, normalisés et alternatifs, tels que déversements, incendies, explosions, émissions toxiques, migration de gaz ou de substances toxiques, etc., en regard de la méthodologie appliquée aux projets industriels par le MDDEFP;
- 4 Évaluer la faisabilité de quantifier le risque individuel et sociétal associé aux différents scénarios d'accidents en fonction des impacts et de la fréquence d'occurrence; s'il est scientifiquement impossible de le faire expliquer pourquoi et présenter une justification;
- 5 Déterminer les éléments pertinents de gestion du risque à la source en fonction des conséquences possibles;

- 6 Déterminer les éléments du plan d'urgence approprié permettant de répondre efficacement à tous les scénarios d'accidents identifiés;
- 7 Énoncer des mesures de mitigation, inspirées des normes canadiennes et internationales déjà établies; et,
- 8 Déterminer les besoins de communication pour les secteurs à risque.

Le développement à grande échelle des gaz de schiste pose plusieurs risques pour l'environnement, la santé et la sécurité des personnes. Certains de ces risques (i.e. émissions atmosphériques) sont similaires à ceux posés par le développement conventionnel du gaz naturel et leur nature est bien connue. Certains risques associés à l'exploitation des gaz de schiste sont nouveaux : fracturation hydraulique à haute pression par de grands volumes d'eau avec produits chimiques, sismicité induite par la fracturation hydraulique, très grand nombre de puits pour exploiter la ressource. Certains risques sont moins bien connus dont ceux reliés à la qualité de l'eau, aux émissions de gaz à effets de serre, à l'impact sur le territoire d'un très grand nombre de puits et sur la santé et sécurité des personnes. Il y a d'importantes lacunes en information dans le domaine public, ce qui rend difficile la quantification des conséquences et des fréquences et probabilités associés à ces risques.

Face à ces lacunes, la présente étude s'est surtout concentrée sur le développement d'un cadre de gestion des risques pour deux raisons :

- La nécessité de mettre l'emphase sur l'architecture du programme de gestion des risques qui permettra de prendre en compte le développement des connaissances et l'évolution des techniques; et,
- La nécessité de reconnaître les effets cumulatifs des développements à grande échelle. Il faut noter que la maîtrise de ces risques est non seulement une question de déployer les pratiques techniques appropriées mais aussi de développer et mettre en application un cadre réglementaire judicieux.

La présente étude ne s'est pas penchée sur les émissions fugitives de méthane provenant des puits, des équipements en surface, des équipements de traitement des gaz, des postes de compression et des pipelines, car elles n'ont pas d'impact sur les risques technologiques. Il y a cependant lieu de souligner que les émissions fugitives de méthane et leurs effets sur les gaz à effets de serre font l'objet d'un débat intense et les faits prouvés scientifiquement prêtent pour le moins à confusion. La tendance générale des études récentes laisse à penser que les estimations antérieures d'émissions fugitives de Howarth et al. (2011) sont peut-être trop élevées en regard des études plus récentes dont celle de Allen et al. (2013).

Le Chapitre 3 décrit le projet type d'exploitation de gaz de schiste qui fait l'objet de l'étude de risques technologiques.

Le Chapitre 4 présente le cadre réglementaire et normatif pour la gestion des risques technologiques afférant aux gaz de schiste.

Le Chapitre 5 présente la méthodologie d'analyse qui sera utilisée pour les risques technologiques ainsi qu'une analyse de divers scénarios d'accidents ou événements non désirés.

Le Chapitre 6 décline un certain nombre d'informations provenant de diverses sources qui ont été compilées pour fournir une perspective sur les événements ayant eu un impact environnemental ou ayant causé des pertes de vie ou la destruction de la propriété.

Le Chapitre 7 présente les résultats de simulations de pertes de confinement associées au développement du site de forage d'un puits de gaz de schiste, de forage, de fracturation hydraulique, de complétion et d'exploitation de ces puits dont les distances pour des niveaux dangereux de rayonnement thermique suite à un incendie, de surpression suite à l'onde de choc d'une explosion et de concentrations toxiques de substances libérées dans l'atmosphère.

Le Chapitre 8 traite des risques individuels et collectifs.

Le chapitre 9 traite des principes de base afférant à la gestion des risques technologiques.

Le Chapitre 10 comporte des recommandations spécifiques sur le système de gestion des risques technologiques, de la culture de sécurité, des facteurs humains, y incluant le plan d'intervention d'urgence et les moyens spécifiques d'intervention et d'atténuation.

Le Chapitre 11 présente les principes de gestion des risques basés sur le nœud papillon et fournit des exemples de nœuds papillon.

Le Chapitre 12 dresse les conclusions de l'étude.

3 Description du projet type

Le projet type d'exploitation de gaz de schiste qui fait l'objet de la présente étude de risques technologiques, est décrit dans le «Document synthèse : Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec». (CIRAIG 2012). Des extraits importants ont été tirés de ce document pour positionner la présente étude.

Comme l'indique le CIRAIG, le projet type a été défini en colligeant les informations disponibles reliées aux activités, aux façons de faire et aux stratégies de développement des compagnies gazières qui ont débuté leurs activités au Québec et ailleurs en Amérique du Nord. L'objectif de cette description est de tracer un portrait le plus réaliste

possible de ce à quoi pourrait ressembler un projet de gaz de schiste pour une entreprise gazière œuvrant au Québec.

Pour les fins de l'analyse de risque technologique, les étapes suivantes de l'exploitation des gaz de schiste seront étudiées :

- Levées géophysiques;
- Préparation du site;
- Exploration;
- Boues/déblais;
- Complétion;
- Préparation pour fracturation;
- Fracturation;
- Essais de production;
- Séparation de l'eau liquide
- Eaux de reflux;
- Unité de traitement des gaz
- Stations de compression;
- Déshydratation;
- Pressurisation;
- Transmission / distribution; et,
- Fracturation d'appoint.

3.1 Levées géophysiques

Les levées géophysiques s'effectuent par voie aérienne ou terrestre. Pour les levées géophysiques de type sismique réflexion (donc par voie terrestre), il existe principalement deux méthodes: les levées utilisant des explosifs comme source d'énergie et les levées utilisant des camions vibreurs.

3.2 Préparation du site

Les travaux effectués lors de la préparation du site incluent les étapes suivantes :

- Construction de la route initiale;
- Mise en place des fossés et ponceaux;
- Coupe forestière/débroussaillage/déchiquetage;
- Enlèvement et mise de côté de la couche végétale jusqu'à la couche minérale;
- Mise en place des tapis de bois (optionnel); sinon,
- Mise en place de la géomembrane;
- Mise en place d'une couche de sable compactée et/ou gravier compacté;
- Finition de la route d'accès;

- Mise en place de bassins pour la récupération des eaux de ruissellement, l'eau brute, les boues, etc. (optionnel). Les bassins peuvent être des réservoirs ou des bassins creusés avec géomembranes;
- Mise en place des membranes imperméables (zone qui sera sous la foreuse);
- Mise en place des bassins hors sol (pour la complétion du puits).

3.3 Exploration/fracturation

La phase exploratoire consiste à réaliser un ou deux puits par site afin d'évaluer le potentiel de production de gaz et trouver les endroits les plus productifs. La phase développement quant à elle inclut l'aménagement de sites multipuits et des gazoducs et le développement de la production à grande échelle.

3.3.1 Arrivée de l'équipement

Les équipements nécessaires à l'exploration, au forage et à la fracturation proviennent de l'extérieur du site. Ils y seront amenés par camions.

3.3.2 Forage

Le forage se fait à divers moments au cours d'un projet d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste.

- **En phase d'exploration:** lorsqu'un site a été identifié comme potentiellement intéressant, un premier puits vertical est foré. Si les résultats obtenus s'avèrent positifs (épaisseur de la formation et contenu en gaz suffisants), un puits horizontal sera alors foré, pour effectuer un essai de production (non relié au gazoduc).
- **En phase de projet pilote:** si les résultats de l'essai de production sont bons, un ou des sites multiformage ainsi que des gazoducs sont alors mis en place localement.
- **En phase développement :** si le projet pilote montre des résultats positifs, plusieurs sites multiformages seront implantés régionalement à proximité du lieu du projet pilote. Lors de cette phase, il y a des économies d'échelle pour toutes les opérations dont le forage.

La Figure 3.1 montre un site en phase de forage.

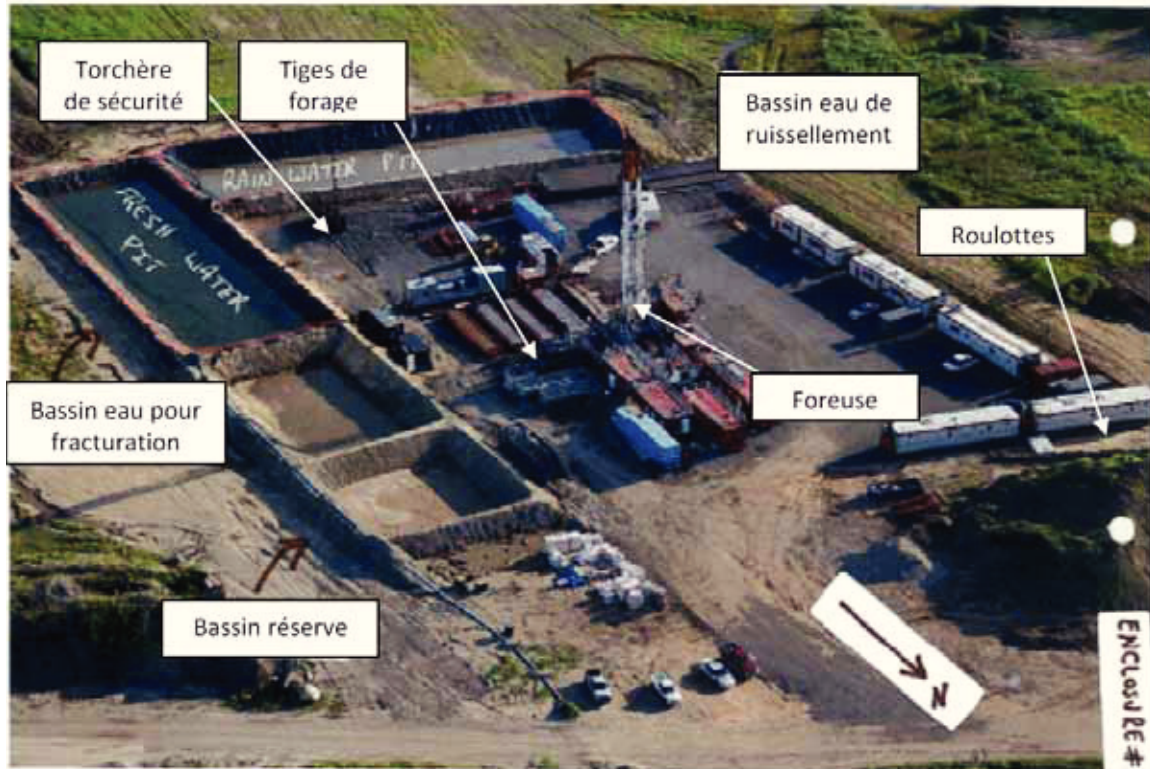


Figure 3-1 Site en phase de forage
(Source MDDEFP)

3.3.2.1 Forage vertical

Au fur et à mesure que le trépan fixé à l'extrémité de la tige de forage creuse un chemin dans la roche, la boue de forage est pompée dans le trou qui est foré. La boue refroidit le trépan et exerce une pression pour maintenir l'intégrité du trou, prévient l'intrusion d'eau et de gaz potentiellement présent dans les formations rocheuses traversées et sert à extraire les déblais de forage.

Dans un premier temps, le puits est foré bien en dessous de l'aquifère d'eau potable le plus profond (généralement les aquifères sont situés près de la surface) et un coffrage de surface est installé dans le but d'isoler l'aquifère du puits. Pour ce faire, le train de tiges est enlevé du puits, le trou est nettoyé et un coffrage en acier y est inséré et centralisé. Du ciment est ensuite pompé dans le coffrage. Ce ciment ressort à travers l'ouverture du sabot situé au fond du puits: le ciment remonte alors par l'espace annulaire situé entre le coffrage et les parois de forage, avec objectif de séparer ainsi de façon permanente le puits de l'aquifère. La pérennité de ce cimentage fait l'objet de questionnement de la part de plusieurs teneurs d'enjeux et sera traitée aux chapitres 5.5.2 et suivants. Le coffrage de surface sert aussi de fondation à un obturateur anti-éruption, un système de sécurité qui relie l'appareil de forage au puits, permettant de

contrôler la remontée non souhaitée des hydrocarbures et autres fluides contenus dans le puits.

Après l'installation de l'obturateur anti-éruption, le train de tiges est de nouveau descendu dans le puits. Il fore à-travers l'extrémité cimentée du tubage, poursuivant ainsi le forage de la section verticale du puits, jusqu'à environ 300 mètres au-dessus de la section horizontale à creuser. Cette profondeur est nommée point de déviation, et c'est à cet endroit que la courbe se forme pour amorcer le forage de la section horizontale. Jusqu'à cette étape, le procédé est le même que pour le forage d'un puits vertical.

Le puits comporte un assemblage de tubages à l'intérieur d'autres tubages appelés coffrages. Le point où un coffrage se termine et un autre se prolonge est appelé sabot (shoe). La plupart des compagnies utilisent des coffrages multiples de différentes longueur, diamètre et épaisseur. (Figure 3-2)

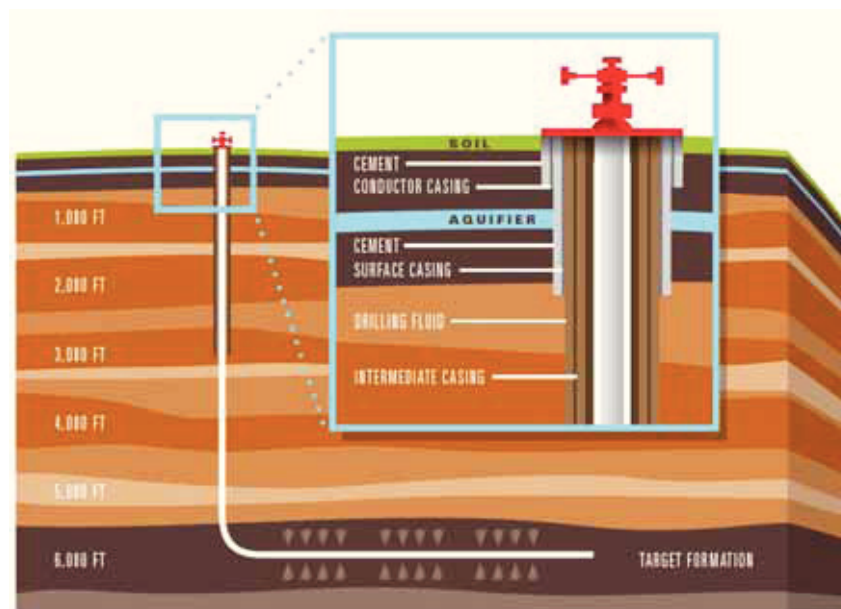


Figure 3-2 Protection des aquifères par une conception judicieuse des coffrages
(Source : Considine et al. 2012)

3.3.2.2 Forage horizontal

Le forage directionnel s'est développé grâce à l'introduction du moteur *fond de trou*. Ce dernier, comme son nom l'indique, constitue le premier élément de l'assemblage de fond de trou communément appelé BHA (pour **Bottom Hole Assembly**); il est activé par la pression hydraulique de la boue de forage qui circule dans les tiges. Une torsion appliquée sur le train de tiges permet de diriger l'outil dans la direction voulue, mais les tiges de forage ne tournent plus; c'est uniquement le trépan du moteur de fond de trou qui tourne. Ainsi, après avoir atteint la profondeur souhaitée par le forage vertical, on

installe le moteur au fond du trou directionnel et l'inclinaison du forage est incurvée progressivement jusqu'à ce que celui-ci soit horizontal. Avec les techniques actuelles, les distances horizontales atteignables sont d'une dizaine de km (ex.: 10,9 km au Qatar en 2008).

Il est possible, bien que rare dans les projets de gaz de schiste, d'effectuer de multiples extensions horizontales (drains) dans des directions différentes à partir d'un forage vertical initial (lequel peut atteindre 1000 à 2500 m). Si chacune de ces extensions peut faire plusieurs kilomètres de long, la surface couverte en profondeur par l'ensemble des drains horizontaux peut être considérable.

Par ailleurs, la technique du forage directionnel permet de creuser plusieurs puits dans des directions différentes, sur un même site de forage (de 2 à 30 puits par site) (King 2012), ce qui diminue considérablement le nombre de sites de forage et la superficie totale qu'ils occupent en surface.

Les pratiques de forages standards incluent plusieurs mesures destinées à protéger l'environnement. Les puits d'huile et de gaz passent à travers les aquifères d'eau potable, et peuvent se prolonger de plusieurs milliers de mètres sous ces aquifères. Au fur et à mesure du forage, des tubages d'acier appelé coffrages sont insérés dans le trou de forage et cimentés en place pour protéger les aquifères et eaux de surface de la contamination. Les foreurs sont aussi responsables de s'assurer que tous les fluides et produits chimiques utilisés durant le forage et la complétion du puits ne contaminent pas les sols et les eaux de surface dont les cours d'eau, rivières, ou lacs. Tous les fluides sur un site sont normalement contenus dans des réservoirs et des fosses avec membranes de plastiques afin de prévenir les déversements dans l'environnement. Si des fosses sont utilisées pour entreposer les eaux de reflux et de formation, elles devraient inclure au minimum: 1) deux membranes imperméables superposées; 2) un système de détection de fuites entre les membranes; 3) des clôtures suffisamment hautes et robustes pour prévenir l'intrusion des animaux sauvages; et, 4) des filets ou autres dispositifs pour empêcher les oiseaux d'entrer en contact avec ces eaux. Il faut souligner que les fosses ne sont pas nécessaires. Les systèmes à circuit fermé où la fosse est remplacée par une série de réservoirs sont plus efficaces pour protéger l'environnement. (Earthworks, 2012)

Après que le puits est foré à sa profondeur finale, un autre tubage d'acier est installé dans ceux de diamètre plus grands situés au-dessus de celui-ci et est cimenté en place. La foreuse quitte ensuite le site et une tête de puits est installée au niveau du sol. La tête de puits est un assemblage de vannes, souvent identifié par les mots «Arbre de Noël» qui contrôle le débit de gaz et qui permet de fermer complètement et isoler le puits pour permettre d'utiliser l'équipement pour fins de stimulation et de maintenance.

3.3.3 Torchère

Pendant le forage des puits, les torchères sont des équipements de sécurité. Elles servent à évacuer, loin de la foreuse, toute venue de gaz («*gas show, gas kick*») afin d'assurer la sécurité des travailleurs en brûlant le gaz naturel émis. Plus tard, dans la phase d'essais de production, on peut remplacer la torchère initiale par un incinérateur à flamme invisible.



Figure 3-3 Torchère
(Course BCES)

3.3.4 Boues/déblais

Les déblais (roches concassées) sont générés à l'étape du forage. Ils consistent en de petits fragments de roches broyés par le trépan. Ces fragments sont entraînés vers la surface par l'action du fluide de forage. Les déblais enduits de fluide de forage doivent être caractérisés et éliminés dans un lieu conforme à la réglementation ou valorisés.

3.3.5 Complétion

On entend par complétion les activités effectuées suite au forage et ayant pour but la mise en production du puits. Tout comme les opérations de forage et en vertu de la section II du chapitre III du **Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains** administré par le Ministère des ressources naturelles (MRN), l'exploitant qui veut compléter un puits en vue de son éventuelle exploitation doit obtenir un permis à cet effet et en respecter les exigences, dont celle de fournir un programme de complétion. Ce programme décrit les équipements (tubage de production) ainsi que les travaux de perforation et de stimulation qui seront effectués dans le puits.

3.3.6 Préparation pour la fracturation

La compagnie gazière fait alors appel à un fournisseur de services spécialisé dans la fracturation hydraulique. Ensemble, ils élaborent le programme, incluant la recette de fluides de fracturation. Le fournisseur s'occupe de la réalisation de la fracturation en présence d'un représentant de la compagnie gazière. (Voir le Tableau 3.1 pour les types d'additifs utilisés). En hiver, cette tâche implique également le chauffage de l'eau et du fluide de fracturation afin de prévenir le gel.

Dans le drain horizontal, on peut avoir choisi d'installer un tubage en acier (ensuite cimenté dans le drain) ou pas. Dans le premier cas, il est alors nécessaire de perforer ce tubage vis-à-vis des segments sélectionnés le long du puits horizontal foré dans la formation productrice; ainsi le liquide de fracturation pénétrera la roche via ces perforations. Il y a généralement 4 zones de 1 à 2 mètres chacune qui sont perforés par segments de 80 à 100m de long. Les perforations impliquent de répartir jusqu'à soixante charges explosives, d'une trentaine de grammes chacune, afin de perforer l'acier et le ciment (Figure 3-4).

La préparation inclut également l'injection d'acide chlorhydrique (HCl) concentré afin de nettoyer les perforations du puits. L'acide chlorhydrique est généralement injecté à la tête de la colonne de fluide de fracturation.



Figure 3-4 Canon à perforation

(Source : George E. King Engineering GEKEngineering.com)

La première étape du processus comme indiqué plus haut est d'utiliser des charges d'explosifs profilés pour perforer la section inférieure du tubage d'acier. Ceci permettra au fluide de fracturation d'être pompé dans le roc pour fracturer le schiste pour augmenter artificiellement sa perméabilité, et permettre une production rentable de gaz.

3.3.7 Fracturation

La fracturation hydraulique réfère au processus par lequel un fluide est injecté dans les puits sous haute pression pour ouvrir ou créer des fractures dans les formations rocheuses afin de libérer le gaz et ainsi améliorer la productivité de ces puits. Le fluide de fracturation est composé à 90 % d'eau, 9,5 % de sable et de 0,5 % d'additifs

chimiques. Le sable a pour fonction d'empêcher que les fractures formées ne se referment (agent de soutènement en charge) sous les contraintes exercées par la masse rocheuse.

Les additifs chimiques ont des fonctions multiples. Le Tableau 3.1 présente une liste des produits chimiques qui peuvent entrer dans la formulation des fluides de fracturation et décrit leur fonction.

Les opérations de fracturation hydraulique sont réalisées le plus souvent à plus de 1 kilomètre de profondeur, soit bien en dessous des réserves potentielles d'eau potable. À titre comparatif, en consultant le système d'information hydrogéologique du MDDEFP¹, on peut constater que la profondeur des puits des résidences et des municipalités est très majoritairement inférieure à 100m.

Tableau 3-1 Liste générique des produits chimiques entrant dans la composition des fluides de craquage et leur fonction

Agents gélifiants pour assurer la suspension des grains de sable (ex. guar)
Agents réduisant les frictions et permettant un pompage plus facile dans les tuyaux et la roche (minimiser la turbulence et la perte d'énergie du fluide le long du tubage) (ex. polyacrylamide, isopropanol, xylène, triméthyl octadécyl ammonium, sulfonate de sodium)
Composés brisant le gélifiant pour supprimer l'effet du gélifiant et ainsi laisser le sable en place et retirer le fluide de fracturation (ex. hypochlorite de sodium)
Composés prévenant le gonflement de l'argile (ex. amines quaternaires)
Composés prévenant la précipitation du fer (ex. monohydrate de nitrilotriacétate)
Agents anti-mousse ou anti-émulsifiants (ex. phosphate de tributyle, isopropanol)
Composés antibactériens pour maintenir le mélange stérile (ex. dibromonitrilopropionamide)
Acides pour nettoyer le puits après la perforation (ex. acide chlorhydrique)*

*L'acide chlorhydrique peut dégager un nuage toxique en cas de déversement accidentel dont les dimensions sont entre autres, fonction de la concentration d'acide qui est utilisée. En moyenne, 8 m³ de HCl sont utilisés par stage en tête de la colonne de fluide et l'acide est pompé à travers la colonne d'eau jusqu'à ce qu'il atteigne les perforations.

Les opérations de fracturation hydraulique nécessitent environ 2 000 m³ d'eau par fracturation, et comme il y a de 6 à 8 opérations de fracturation par segment horizontal de 1000m, la fracturation hydraulique d'un puits nécessite au total environ 12 000 à 16 000 m³ d'eau. Pour réduire le prélèvement d'eau au minimum, l'industrie du gaz naturel récupère et réutilise une grande partie de l'eau de reflux et de formation pour fracturer plusieurs puits, lorsque d'autres fracturations sont prévues. Pour les 12 puits québécois fracturés, de 20 à 70 % du fluide de fracturation est remonté à la surface (eaux de reflux); la moyenne se situe autour de 50 %.

¹ <http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/sih/index.htm>



Figure 3-5 Opérations de fracturation typique avec 14 camions pompe
(Source : Pennsylvanie Indépendant Oil & Gas Association, Internet)

La phase de fracturation inclut une phase post fracturation pendant laquelle on doit retirer l'eau qu'on a injectée et qui s'est mélangée à l'eau de formation (notons qu'il y a peu d'eau naturellement présente dans le Shale d'Utica). Ces eaux induisent une pression sur la formation qui peut empêcher la libération du gaz. C'est à cette étape, qui dure quelques heures à quelques jours, qu'on recueille la plus grande partie de l'eau de reflux et peu ou pas de gaz.

Pour cartographier les fractures induites lors de la fracturation, la microsismique est employée. La microsismique peut également être utilisée en temps réel et devenir un outil de surveillance active. Quand la roche se brise sous l'effet de la pression ceci génère des ondes qui peuvent être décelées par les géophones (suivi microsismique). L'enregistrement de ces ondes permet d'interpréter la position d'une fracture générée. La plupart des microséismes induits sont 1 million de fois plus petits (magnitude - 3) que le plus petit séisme décelable (ressenti) sans instrument (magnitude 3).

La figure 3-6 ci-dessous présente la position des événements microsismiques interprétés comme les distances de propagation de fractures, déterminées avec du suivi microsismique sur des centaines de puits dans le Shale Barnett. Pour des raisons géomécaniques, plus on se rapproche de la surface, plus on génère des fractures horizontales plutôt que verticales. Il n'y pas de graphique similaire disponible pour le Québec.

Notons qu'il existe également des techniques de fracturation énergisées à l'azote (N_2) et au dioxyde de carbone (CO_2) qui sont utilisées dans la stimulation des réservoirs gaziers de type étanche ou conventionnel surtout lorsque les réservoirs s'approchent du

gradient de pression normal. Il n'y a cependant pas d'exemple connu où ce type de fracturation a été réalisé avec un succès économique dans les schistes profonds. Il est en effet plus facile de récupérer ces hydrocarbures (ex.: pétrole) lorsqu'ils ne sont pas mélangés à des quantités trop importantes d'eau. C'est aussi plus facile de récupérer l'eau en énérgisant le système. La méthode à l'azote a été très peu utilisée au Québec jusqu'à présent et rien n'indique qu'il en sera autrement dans le futur.

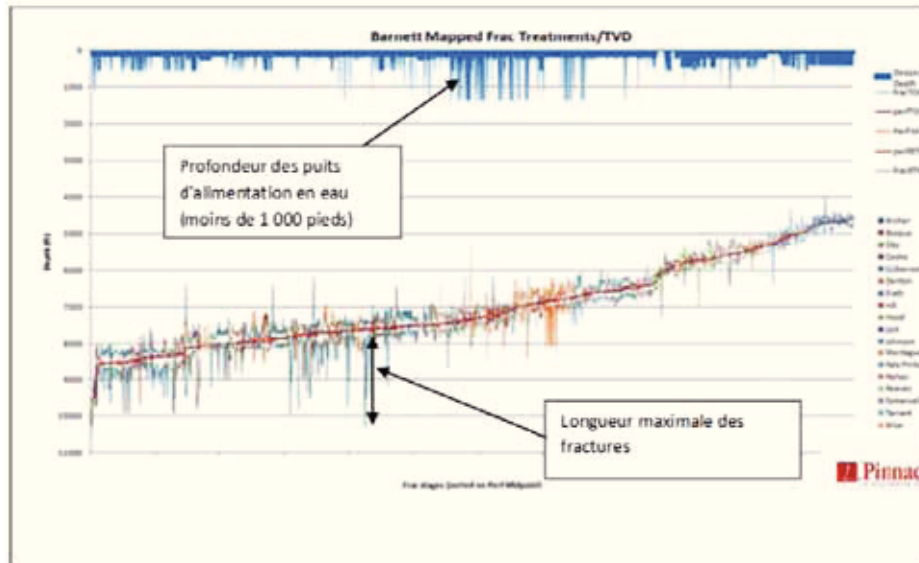


Figure 3-6 Distance maximale de propagation des fractures
(Source : <http://fracfocus.org>)

3.3.8 Essais de production

L'essai de production est tenu immédiatement ou peu de temps après la fracturation, au début de la phase d'exploration d'un schiste gazifière inconnu. Le but d'un tel essai est d'établir une partie de la courbe de déclin. Lorsque le bassin est mieux connu, l'essai est réalisé pour confirmer l'efficacité de la fracturation et le rendement potentiel des autres puits d'un site multiforage. Avant de forer plusieurs puits horizontaux sur un site multipuits, il faudra une bonne compréhension des rendements prévisibles. Un gazoduc pourrait être mis en place avant le début des opérations de fracturation (opérations simultanées).

L'essai de production vise à déterminer la capacité de production du puits et la nature de ses produits (débits, pression, composition). Pour ce faire, une partie de l'eau de fracturation injectée doit nécessairement être refléée vers la surface du sol avant que le gaz n'apparaisse. Dans le cas d'un bon réservoir, le gaz en surpression offre suffisamment d'énergie pour pousser les eaux vers la surface. Si du pompage ou du pistonage sont nécessaires, c'est un signe que la stimulation n'a pas été un succès ou que le réservoir est peu productif. Au fur et à mesure que le niveau d'eau descend dans le puits, le flux de gaz sortant augmente. Les fluides sont premièrement envoyés dans

un séparateur gaz-liquide afin de retirer l'eau (voir section 3.3.12). Les gaz sont ensuite dirigés vers une torchère ou un incinérateur et le débit de gaz sortant est mesuré. Les essais de production se font pendant la phase d'exploration, alors que le site n'est pas branché au gazoduc. Plus tard, dans la phase développement, quand le potentiel de la formation cible sera mieux connu, le gaz pourra être acheminé vers l'unité de traitement des gaz (voir section 3.3.11).

3.3.9 Eaux de reflux

Au cours des premiers jours (ou premières semaines) suivant la fin du processus de fracturation, la pression dans le puits diminue et une partie du fluide de fracturation (appelée reflux), pouvant varier de 20 à 70 % de ce qui a été injecté, remonte à la surface par le puits avec le gaz et est canalisé vers le séparateur (eau – gaz). À la fin de cette étape, le gaz sortant du puits peut entraîner de l'eau sous forme vapeur qu'il faut enlever à l'étape du traitement des gaz (voir section 3.3.11).

Certains schistes contiennent de l'eau qui va alors remonter avec les eaux de reflux et qu'on appelle «eau de formation» ou «eau de production». Le Shale d'Utica est assez sec et il ne produit peu, voire pas, d'eau de formation.

Ces eaux usées contiennent, outre les produits chimiques initialement ajoutés, des contaminants naturellement présents dans les couches géologiques et libérés lors de la fracturation, notamment des sels, des métaux et potentiellement des éléments radioactifs (mais il ne semble pas y avoir de niveau de radioactivité inquiétante dans le cas de l'Utica québécois).

3.3.10 Séparation de l'eau liquide

La séparation de l'eau liquide et du gaz peut se faire, soit sur le site même de l'extraction, soit à l'unité centralisée de traitement. En général, pendant les premiers jours/semaines suivant la fracturation, la séparation se fait sur le site vu le grand volume d'eau de reflux qui remonte du puits. Cette séparation se fait dans une chambre de décompression: l'eau liquide est évacuée vers le bas tandis que le gaz s'échappe par le haut.

Note sur la séparation des hydrocarbures

Il existe un cas au Québec, à Saint-Augustin de Desmaures, où le gaz extrait du shale d'Utica comprenait de l'ordre de 83% de méthane et 17% d'hydrocarbures plus lourds que le méthane. Dans ce cas, une séparation du méthane et des autres hydrocarbures pourrait être nécessaire.

3.3.11 Déshydratation

Il s'agit ici de séparer le gaz et la vapeur d'eau. La déshydratation du gaz naturel se fait le plus souvent en mettant en contact le flux de gaz provenant des puits avec un desséchant liquide, le glycol par exemple. Dans cette unité de déshydratation, la vapeur d'eau présente dans le gaz se dissout préférentiellement dans le liquide collecteur, séparant ainsi le méthane de l'eau. Le glycol est régénéré par chauffage. Les émissions de benzène à partir des déhydrateurs doivent être contrôlées. La Directive 019 de l'Alberta Energy Regulator présente l'approche utilisée en Alberta. (AER 2013A) En ce qui a trait au Québec, les émissions de benzène à partir de l'unité de déshydratation devront rencontrer le Règlement sur la qualité de l'atmosphère. (MDDEFP 2012)

La figure 3-7 illustre une unité de déshydratation.



Figure 3-7 Unité de déshydratation des gaz
(Source : Kocken Sistemas de Energia Inc., Internet)

3.3.12 Unité de traitement des gaz

L'unité de traitement des gaz regroupe les installations permettant de transformer le gaz brut venant des sites en un gaz répondant aux normes exigées par le distributeur. Ce centre de conditionnement comprend diverses unités telles qu'un séparateur, un déshydratateur et un compresseur. Le gaz doit posséder une pureté et une pression adéquate pour être admis dans le réseau de transport et de distribution.

Les transporteurs de gaz ont des exigences de traitement très strictes afin d'éviter d'introduire dans leur réseau des gaz non combustibles tels que l'azote, le gaz carbonique ou la vapeur d'eau. De même, des exigences s'appliquent sur les gaz corrosifs principalement le sulfure d'hydrogène (H_2S) ou les gaz pouvant créer des bouchons tels que les hydrates. Ces exigences impliquent de séparer le gaz brut de ses diverses composantes.

Le gaz naturel dans le Shale d'Utica étant très pur – il est généralement composé à plus de 98% de méthane – la désulfuration et la séparation des hydrocarbures liquides ne sont pas nécessaires, ce qui facilite grandement le traitement du gaz brut.

En phase de développement, on peut considérer qu'il y aura de l'ordre d'une unité de traitement des gaz pour 400 km².

3.3.13 Stations de compression d'appoint

Des stations de compression d'appoint seront installées éventuellement sur le réseau de collecte pour permettre au gaz de se rendre jusqu'à l'unité de traitement des gaz. Ces stations de compression ne sont pas nécessaires au début de la vie du puits, mais elles devront ensuite compenser la perte de pression dans les puits.

3.3.14 Pressurisation

Des compresseurs doivent être utilisés pour amener le gaz jusqu'à la pression du réseau de transport. La pression en sortie est fixée par le transporteur de gaz (GazMétro), tandis que la pression en entrée varie au cours de la vie du puits, en commençant assez haut pour diminuer au fil du temps.

3.3.15 Transmission / Distribution

Cette phase du processus industriel porte sur la transmission du gaz à partir des unités de traitement des gaz jusqu'aux consommateurs.

À cette étape du projet type, les émissions fugitives de méthane sont la responsabilité du distributeur et sont identiques à celles ayant lieu lors de la distribution du gaz naturel conventionnel.

3.3.16 Fracturation d'appoint

Les fracturations d'appoint sont des fracturations qui sont réalisées lorsqu'un puits voit sa production chuter sous la courbe de prévision. Ces «refracturations» sont effectuées de façon exceptionnelle car de nos jours, les processus sont assez bien connus pour que le volume de roche accessible via le puits soit suffisamment stimulé lors des fracturations du début.

4 Cadre réglementaire et normatif

La gestion des risques technologiques afférant aux gaz de schiste est régie par des lois et règlements ainsi qu'une série de normes et de pratiques recommandées.

4.1 Lois et règlements

Le Tableau 4.1 décline les lois et règlements qui s'appliquent à l'exploitation des gaz de schiste. Cette liste n'est pas exhaustive.

Tableau 4-1 Lois et règlements applicables à l'exploitation des gaz de schistes

Loi sur la sécurité civile	<ul style="list-style-type: none"> • Obligation pour les générateurs de risques définis par règlement de déclarer et expliciter les risques. L'obligation de déclaration de risques n'est pas présentement applicable faute de règlement. Un règlement est actuellement en préparation.
Loi sur la qualité de l'environnement	<ul style="list-style-type: none"> • Gestion des risques industriels par l'étude, l'analyse et le contrôle des diverses composantes d'une activité industrielle ou d'un procédé industriel susceptible de porter atteinte à l'environnement. Articles 22, 31, 51.32 et 48. • Transmission des renseignements Articles 2.01, 2.1 et 2.2
r.3 Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement	<ul style="list-style-type: none"> • Définition de la portée de la Loi sur la qualité de l'environnement.
r.4.1 Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère	<ul style="list-style-type: none"> • Normes d'émission de particules et de gaz, des normes d'opacité des émissions, des normes de qualité de l'atmosphère, ainsi que des mesures de contrôle pour prévenir, éliminer ou réduire l'émission de contaminants dans l'atmosphère.
r.5.1 Règlement sur le cadre d'autorisation de certains projets de transfert d'eau hors du bassin du Saint-Laurent	<ul style="list-style-type: none"> • Définition des prélèvements d'eau pour les systèmes d'aqueduc.
r.14 Règlement sur les prélèvements d'eau	<ul style="list-style-type: none"> • Évaluation des répercussions des prélèvements d'eau.
r.15 Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère	<ul style="list-style-type: none"> • Déclaration de certaines émissions de contaminants.
r.32 Règlement sur les matières dangereuses	<ul style="list-style-type: none"> • Définition de ce qu'est une matière dangereuse et obligations de contrôle.
r.37 Règlement sur la protection des terrains	<ul style="list-style-type: none"> • Définition des valeurs limites de contaminants et obligations de contrôle.
r.47.1 Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers et pétroliers	<p>Diverses obligations portant sur l'exécution :</p> <ul style="list-style-type: none"> • De travaux de forage destinés à rechercher et à exploiter du pétrole et du gaz naturel dans le shale, communément appelé « schiste » • De toute opération de fracturation destinée à rechercher ou à exploiter du pétrole ou du gaz naturel.
Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (Advenant sa mise en vigueur)	<ul style="list-style-type: none"> • Diverses obligations concernant les distances à respecter entre les puits de gaz/pétrole et les puits d'eau potable, les cours d'eau, etc.
Loi sur les mines	<ul style="list-style-type: none"> • La Loi sur les mines et ses règlements d'application encadrent l'octroi des permis de recherche, des permis de levé géophysique (sismique, géomagnétique), des

	permis de forage, des permis de complétion et de modification de puits et leur fermeture temporaire et définitive ainsi que les baux d'exploitation et les ententes de gré à gré avec le propriétaire des droits de surface.
Loi sur la protection de la santé publique	<ul style="list-style-type: none"> La Loi sur la protection de la santé publique permet une gestion des risques technologiques notamment par des pouvoirs d'intervention en déclarant que la santé publique d'un territoire québécois donné est en danger à cause d'une catastrophe réelle ou appréhendée et en élaborant des programmes pour les gérer par de l'information des risques à la population et par la mise en place des mesures nécessaires à sa protection.
Loi sur la santé et la sécurité au travail	<ul style="list-style-type: none"> La Loi sur la santé et la sécurité au travail a pour objet l'élimination à la source des dangers pour la santé, la sécurité et l'intégrité physique des travailleurs.
Loi sur les appareils sous pression	<ul style="list-style-type: none"> La Loi et ses règlements décrivent les obligations quant à la conception et l'exploitation d'appareils sous pression.
Règlement sur le transport de matières dangereuses (MTQ)	<ul style="list-style-type: none"> Le Règlement sur le transport des matières dangereuses (inclus dans le Code de la sécurité routière) du ministère des Transports du Québec adopte par référence, en vertu des pouvoirs et de la compétence du Québec en matière de transport routier, les normes du Règlement sur le transport des marchandises dangereuses (RTMD), qui relève quant à lui de la compétence de Transports Canada.
Règlement sur les urgences environnementales (fédéral)	<ul style="list-style-type: none"> Le Règlement sur les urgences environnementales relève d'Environnement Canada. L'objectif de ce règlement est d'exiger d'entreprises génératrices de risques le dépôt, auprès des autorités gouvernementales, d'un plan de mesures d'urgence. Les entreprises qui y sont assujetties sont celles qui atteignent des quantités seuils fixées par celui-ci pour un amalgame de produits chimiques listés.
Loi sur les explosifs et ses règlements (Ressources naturelles Canada)	<ul style="list-style-type: none"> La Loi sur les explosifs et ses règlements établit les obligations des utilisateurs d'explosifs quant à leur stockage et utilisation.

4.2 Normes et pratiques recommandées

Sur le plan national et international, il existe certaines normes et directives constituant des références importantes en gestion des risques technologiques. Citons à titre d'exemple (Lacoursière 2010) :

- Norme CAN/CSA-IEC/ISO 31000-F10 *Management du risque et lignes directrices*
- Norme/CSA-IEC/ISO 31010-10 *Gestion des risques -Techniques d'évaluation des risques*

- Principes directeurs de l'OCDE pour la prévention, la préparation et l'intervention en matière d'accidents chimiques (OCDE 1992), (OCDE 2003)
- De façon plus précise, l'American Petroleum Institute (API) élabore et garde à jour à l'intention de l'industrie gazière des pratiques recommandées et des normes, dont quelques unes sont déclinées dans ce qui suit :
 - API, Overviews of Industry Guidance/Best Practices on Hydraulic Fracturing (HF)
 - API HF-1, Hydraulic Fracturing Operations – Well Construction and Integrity Guidelines, 1st Edition October 2009 (API)
 - API HF-2, Water Management Associated with Hydraulic Fracturing, 1st Edition, June 2010 (API)
 - API HF-3, Practices for Mitigating Surface Impacts Associated with Hydraulic Fracturing, 1st Edition, February 2011 (API)
 - API Std 65 Part 2, Isolating Potential Flow Zones During Well Construction, 2nd Edition, December 2010 (API)
 - API Recommended Practice RP51R, Environmental Protection for Onshore Oil and Gas Production and Leases, 1st Edition, July 2009 (API)
 - API Recommended Practice 54, Recommended Practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations;
 - API Recommended Practice 75L, Guidance Document for the Development of a Safety and Environmental Management System for Onshore Oil and Natural Gas Production Operation and Associated Activities;
 - API Recommended Practice 76, Contractor Safety Management for Oil and Gas Drilling and Production Operations;
- De plus, l'Alberta applique un système de suivi où chaque omission de l'industrie à se soumettre à une exigence réglementaire est cotée en fonction du niveau de risque qu'elle représente (ERCB Risk Assessed Noncompliances). La Directive 083 de l'Alberta Energy Regulator (AER 2013B) entre autres, établit les exigences pour gérer l'intégrité d'un puits lors des opérations de fracturation. Les exigences de cette directive ont comme objectifs de :
 - Prévenir la perte d'intégrité d'un puits où des opérations de fracturation seront exécutées;
 - Réduire la probabilité de communication non intentionnelle entre le puits qui est en processus de fracturation et un puits voisin;
 - Gérer les contrôles d'un puits voisin advenant la communication avec un puits en processus de fracturation;
 - Prévenir les effets adverses sur les aquifères non salins;
 - Prévenir l'impact sur les puits d'eau potable; et,
 - Prévenir les impacts en surface.

5 Méthodologie d'analyse de risques

Ce chapitre présente la méthodologie d'analyse de risques qui sera utilisée pour les risques technologiques ainsi qu'une analyse de divers scénarios d'accidents ou événements non désirés.

5.1 Introduction

Il y a lieu de diviser l'exploitation des gaz de schistes en ses activités principales afin d'évaluer les risques pour les tierces parties : (DNV 2013)

- Construction d'un site multipuits et forage des puits;
- Complétion des puits par fracturation hydraulique et récupération des fluides;
- Collecte et pré-compression du gaz naturel;
- Unités de traitement des gaz – compression des gaz, récupération des condensats (propane, butane), enlèvement de l'hydrogène sulfuré (H₂S) (jusqu'à ce jour on n'a pas détecté de H₂S ni de concentrations importantes de condensats dans le schiste d'Utica).

Les risques qui peuvent affecter les tierces parties suivent:

- Risques associés aux explosifs (dynamite) non détonnés qui seraient laissés en place suite aux acquisitions sismiques;
- Risques associés au transport par véhicules – un grand nombre de véhicules lourds circulant sur des routes étroites de campagne;
- Risques pour les travailleurs et les riverains à cause des conditions environnementales, du bruit, etc.;
- Risques provenant des procédés - incendies, explosions et émissions toxiques des additifs des fluides de fracturation aux puits ou aux sites de puits, associés avec les pipelines de collecte de gaz naturel et les installations de compression, traitement et livraison.

Cette section se concentre sur les risques associés aux procédés.

5.2 Risques associés aux procédés

Les risques associés aux activités de l'industrie gazière et pétrolière sont normalement réglementés, i.e. Alberta, Colombie Britannique, etc. et bien pris en compte. Ces risques doivent être pris en compte dans la conception des installations, des obturateurs anti-éruptions, et des réservoirs où il peut y avoir libération de gaz inflammables ou toxiques ainsi que dans les procédures d'exploitation.

L'éruption accidentelle est un risque qui peut survenir durant le forage et la fracturation hydraulique. En général, les risques devraient être plus faibles que pour les puits

conventionnels puisque le but de la fracturation hydraulique est de libérer le gaz et les fluides associés qui sont prisonniers de la roche. Cependant, des poches de gaz isolées sous pression peuvent être rencontrées lors du forage, il en résulte donc un risque d'éruption accidentelle de gaz et fluides. L'éruption accidentelle peut conduire à l'éjection de fluides sur le site du puits (fluides de forage, de fracturation, eau de reflux, eau de formation) avec potentiel de contaminer les eaux de surface et d'hydrocarbures (méthane) avec potentiel de nuage de gaz inflammable, d'incendie et d'explosion. Il est donc important de bien caractériser les sites à exploiter pour mettre en place les dispositifs et procédures de sécurité appropriés.

Il y a cependant lieu de simuler la dispersion des gaz suite à une perte de confinement pour déterminer la distance atteinte par la limite inférieure d'explosivité, le rayonnement thermique de feu en chalumeau ou de surpression causée par une explosion. Ces distances ne sont pas nécessairement des zones d'exclusion mais elles devront être communiquées aux personnes pouvant être affectées et serviront à l'élaboration des plans d'intervention d'urgence.

De plus, certains fluides dont l'acide chlorhydrique sont volatils et peuvent générer un nuage toxique sur et hors site et devront aussi faire l'objet de simulation de perte de confinement.

5.3 Analyse de risques

Il n'y a pas d'entreprises humaines sans risques. «La gestion des risques est l'identification, l'évaluation et la priorisation des risques suivi par le déploiement coordonné après évaluation économique, de ressources pour éliminer, réduire et surveiller ces risques et de contrôler la probabilité et les conséquences d'événements infortunés.» (Wikipedia)

L'approche de gestion des risques conduit à une culture où les risques technologiques peuvent être débattus ouvertement et gérés efficacement. La quantification des risques technologiques associés à l'exploitation des gaz de schistes permettra de :

- Aider à comprendre les impacts associés à l'exploitation de cette ressource;
- Aider à comprendre l'ampleur de l'incertitude associée à ce type d'étude afin d'appliquer les stratégies de gestion appropriées;
- Assurer que les ressources pour exploiter cette ressource sont allouées aux bonnes tâches au bon moment;
- Développer des estimations des coûts raisonnables, appropriées et défendables pour exploiter cette ressource; et,
- Développer et exécuter des plans d'intervention face aux risques.

Les concepts de prévention, préparation, rétablissement, mesure de la performance et information et concertation avec les citoyens sont les fondements de la gestion de la

sécurité dans les installations génératrices de risques. Ils sont définis dans les paragraphes qui suivent :

- **Prévention:** mesures mises en place lors de la conception et de l'exploitation des installations pour prévenir l'occurrence d'accidents ou d'événements non désirés;
- **Préparation:** mise en place de mesures pour intervenir en cas d'accidents ou d'événements non désirés pour en atténuer les conséquences. La préparation fait appel à l'élaboration de plan d'urgence, d'aménagement du territoire et de communication avec le public;
- **Intervention:** mesures déployées en cas d'accidents ou d'événements non désirés pour réduire au minimum les conséquences nuisibles pour la santé, l'environnement et les biens;
- **Rétablissement:** activité d'évaluation des dommages, de nettoyage et de remise à la situation avant l'accident;
- **Inspection:** contrôle effectué par l'entreprise exploitante et les pouvoirs publics. Une ou plusieurs autres parties peuvent participer à l'inspection au nom des pouvoirs publics;
- **Aménagement du territoire:** aménagement physique et distance de séparation entre les installations où des substances dangereuses sont traitées ou entreposées;
- **Mesures de la performance:** évaluation du niveau de sécurité fondé sur les aspects rétrospectifs (événements non désirés qui sont survenus) et prospectifs (prévision d'une altération du niveau de sécurité) destinées à appliquer des mesures correctives pour prévenir les accidents et les événements non désirés; et,
- **Information et concertation:** participation des différentes parties prenantes - notamment les riverains à la prévention des risques d'accidents tout au long de la vie de ces installations.

L'approche utilisée pour gérer les risques est illustrée à la Figure 5-1. Elle se résume en 5 étapes :

- Établissement du contexte;
- Appréciation des risques;
- Traitement des risques;
- Consultation et communication;
- Suivi et révision.

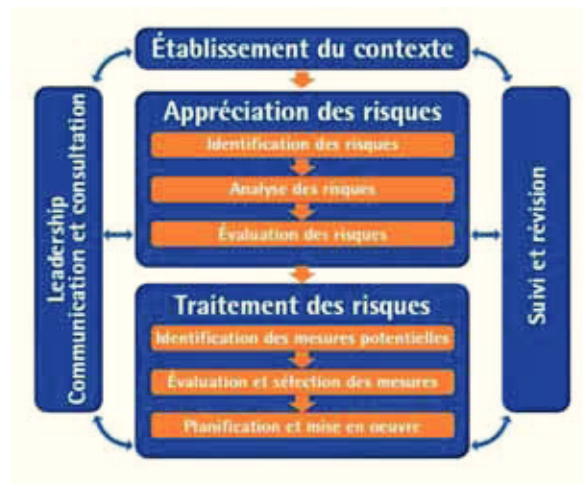


Figure 5-1 Processus de gestion des risques

5.4 Établissement du contexte

Le forage de puits de gaz implique principalement la gestion des risques en raison des venues de méthane de la roche lors du forage. Ce qui distingue principalement l'exploration et l'exploitation des gisements de gaz de schiste de l'exploitation de gisements de gaz conventionnel est le recours à des techniques poussées de fracturation de la roche afin d'en extraire le gaz. Le grand nombre de puits qu'il faut forer pour exploiter la ressource n'est pas unique au gaz de schiste. Toutefois, les activités sur un site multipuits sont nombreuses, et donc la quantité de produits amenés et utilisés sur un site particulier est plus importante (au lieu de petites quantités réparties sur une plus grande surface). De plus, les techniques de fracturation peuvent nécessiter l'utilisation de quantités importantes d'eau additionnées de produits chimiques et injectées à des pressions de plus de 50 MPa. Ces opérations comportent donc des risques liés à la manipulation de matières dangereuses, la possibilité de venues de gaz du puits (éruption) et les pressions élevées dans les équipements.

5.5 Appréciation des risques

L'appréciation des risques comporte :

- L'identification des risques;
- L'analyse des risques;
- L'évaluation des risques.

L'appréciation des risques est utilisée comme support à la prise de décision. Les décisions qui sont prises dans les différentes phases du projet varient, et les outils pour la prise de décision varient aussi. Par conséquent, le processus d'identification des dangers et des risques et de leur appréciation doit être adapté à l'étape particulière de développement d'un projet et prendre en compte les informations disponibles et les décisions qui doivent être prises. Lors de la phase planification, les enjeux sont entre

autres de choisir un concept technique et les principales activités d'appréciation des risques seront d'établir des critères pour la gestion des risques ainsi que des objectifs de sécurité et de démontrer qu'il n'y a pas d'embûches insurmontables à la réalisation du projet. Ceci requière une approche d'appréciation qualitative des risques. À cette étape du développement, les analyses quantitatives de risques (QRA) ne peuvent être réalisées faute d'informations détaillées sur les installations proposées. Lors de la phase suivante, il est nécessaire de fournir des informations quantitatives sur les répercussions sur l'environnement et les personnes, d'accidents ou de défaillances afin de préciser l'aménagement du projet et les distances de séparation avec les riverains pour obtenir les autorisations réglementaires. Dans les phases qui suivent, les enjeux seront principalement de concevoir les équipements et dispositifs de sécurité, ce qui requière des études plus détaillées pour fournir les fondements pour la prise de décision. Les divers niveaux de détails de ces études sont décrits au Tableau 5-1.

Tableau 5-1 Information requise lors de diverses phases du projet

<i>Phase du projet</i>	<i>Informations requises sur les risques</i>	<i>Décisions importantes basées sur l'appréciation des risques</i>	<i>Méthode d'appréciation des risques</i>
Définition du concept et exploration	<ul style="list-style-type: none"> • Identifier les teneurs d'enjeu • Premières informations pour le processus d'obtention des autorisations • Première ébauche des critères de gestion des risques 	<ul style="list-style-type: none"> • Choisir le site • Identifier et choisir les critères de risques • Choisir les critères de conception • Décider de continuer le développement du site d'exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> • HAZID • Analyse de conséquences des scénarios d'accidents majeurs • Préparation des critères de risques • Communication des risques aux intervenants gouvernementaux
Développement du concept de base du site d'exploitation	<ul style="list-style-type: none"> • Prendre en compte dans le processus de conception, les résultats du HAZID et de l'analyse de conséquences • Estimer les niveaux de risques pour les diverses options de la conception des installations • Servir de base à la sélection d'un concept de base optimisé 	<ul style="list-style-type: none"> • Optimiser le concept en fonction de la sécurité en comparant les diverses options • Confirmer le choix du concept à utiliser • Soumettre aux autorités pour approbation • Décider de faire la conception détaillée 	<ul style="list-style-type: none"> • Analyse qualitative de risques (Matrice de risques) • HAZOP • Analyse quantitative de risques (QRA) • Évaluation détaillée des conséquences d'accidents • Analyse d'explosion / d'incendie • Communication des risques aux intervenants gouvernementaux et aux autres teneurs d'enjeu
Analyse détaillée du site d'exploitation	<ul style="list-style-type: none"> • Définir les normes de performance pour les composantes et systèmes • Prendre en compte les enjeux qui ont été identifiés lors de l'étude HAZOP y incluant les niveaux intégrés de sécurité SIL • Définir les devis pour les structures et équipements 	<ul style="list-style-type: none"> • Faire le choix des équipements, solutions et procédures d'opération • Faire la conception détaillée 	<ul style="list-style-type: none"> • Analyse quantitative de risques détaillée (QRA) • Étude HAZOP détaillée • Études HAZOP des fournisseurs • Développement des nœuds papillon (BowTie) • Analyse des voies d'évacuation
«Commissionning» et mise en fonction du site d'exploitation	<ul style="list-style-type: none"> • Produire les résultats finaux des évaluations de risques • Confirmer que les niveaux de risques rencontrent les exigences des autorisations réglementaires 	<ul style="list-style-type: none"> • Approuver la conception • Approuver la décision de mise en marche 	<ul style="list-style-type: none"> • Finalisation des études de risques et vérification • «Commissionning» des systèmes de sécurité • Suivi / communication des risques aux travailleurs lors d'analyse sécuritaire de tâches, de réunions de sécurité et de revue des opérations à venir • Communication des risques aux intervenants gouvernementaux et aux teneurs d'enjeu

L'appréciation des risques doit à minima prendre en compte les personnes, l'environnement, les pertes biens (équipements, pertes de production, etc.) et les dommages à la réputation des organismes publics et des entreprises. DeMong de la Compagnie Apache propose la matrice de gestion des risques présentée de la Figure 5-2. (DeMong et al. 2010) Dans cette matrice le niveau de conséquences va de léger et pratiquement inévitable à catastrophique qu'il faut prévenir à tout prix. Quant à elle, la vraisemblance (probabilité) de la matérialisation des dangers va de n'a jamais été rapporté dans l'industrie à s'est produit plusieurs fois par année sur les sites étudiés. Cette matrice bien que qualitative peut servir aux équipes multidisciplinaires qui font l'appréciation des risques d'un projet et qui établissent les priorités quant à la mise en place des mesures de prévention, de préparation, d'intervention, de rétablissement, d'inspection et d'aménagement du territoire.

Tableau 5-2 Matrice de gestion des risques

Conséquences		1	2	3	4	Pas de données permettant une évaluation
		Vraisemblance				
		RARE	OCCASIONNEL	POSSIBLE	FRÉQUENT	
1	MINIME – Conséquences de sécurité publique minimales - Émanations planifiées ou non qui ne résultent pas en dépassements des normes environnementales - Slight	BAS	BAS	BAS	MODÉRÉ	NON CLASSABLE
2	MINEUR – Conséquences de sécurité publique mineures – Émanations planifiées ou accidentelles qui pourraient conduire à un dépassement des directives environnementales dans la région immédiate du point d'émission mais ne devraient pas résulter en des conséquences importantes pour l'environnement et la santé. - Minor	BAS	MODÉRÉ	MODÉRÉ	ÉLEVÉ	
3	MODÉRÉ – Conséquences sécurité publique localisées – Émanations ou événements conduisant à un dépassement des directives environnementales dans la région immédiate du point d'émission; conséquences sur les personnes présentes dans le secteur du site à cause du bruit, des odeurs ou du trafic. - Moderate	MODÉRÉ	ÉLEVÉ	ÉLEVÉ	TRÈS ÉLEVÉ	
4	MAJEUR – Conséquences sécurité publique majeures – Émanations en continu et dépassements des normes environnementales; dégradation permanente d'un habitat protégé. - Major	MODÉRÉ	ÉLEVÉ	TRÈS ÉLEVÉ	TRÈS ÉLEVÉ	
5	CATASTROPHIQUE - Conséquences sécurité publique catastrophiques, i.e. événements causant une pollution pouvant conduire à des préjudices pour la santé des membres du public sur un secteur important à cause de la contamination des sources d'approvisionnement d'eau potable; accident résultant en pertes de vie ou blessures sérieuses pour des membres du public ou les travailleurs. - Catastrophic	ÉLEVÉ	TRÈS ÉLEVÉ	TRÈS ÉLEVÉ	TRÈS ÉLEVÉ	
Pas de données permettant une évaluation		NON CLASSABLE				

Les vraisemblances ou probabilités ont été classées selon ce qui suit (DeMong et al. 2012):

RARE: Jamais rencontré dans l'histoire de l'industrie de l'extraction des gaz; on ne prévoit pas le rencontrer dans un avenir prévisible lorsque l'on prend en compte les connaissances actuelles et les contrôles existants sur l'exploitation des gaz de schistes.

OCCASIONNEL: Rencontré rarement dans l'industrie de l'extraction des gaz; pourrait probablement se produire dans un avenir prévisible si la gestion et les contrôles sont moindres que les meilleures pratiques.

POSSIBLE: Rencontré plusieurs fois dans l'industrie de l'extraction des gaz; des conséquences de courte durée pourraient survenir avec l'utilisation de la technologie de fracturation. Periodic /Short term Definite

FRÉQUENT: Rencontré plusieurs fois par année sur un site ou au sein de l'entreprise; des conséquences à longs termes pourraient survenir avec l'utilisation de la technologie de fracturation. Frequent/long term definite

Les conséquences qui sont évaluées découlent de scénarios d'événements vraisemblables qui peuvent se développer suite à la matérialisation d'un danger. Les conséquences potentielles les plus graves sont utilisées lors de l'évaluation.

Le niveau de vraisemblance (probabilité) représente le potentiel estimé que le danger se matérialise avec les conséquences qui ont été identifiées.

La combinaison des conséquences et des vraisemblances conduit à la caractérisation des risques. Le tableau 5.3 présente les niveaux de risques établis par DeMong et al. (2012).

Tableau 5-3 Niveaux de risques

	Risque très élevé
	Risque élevé
	Risque modéré
	Risque bas

Lors de l'appréciation des risques technologiques, il est souvent nécessaire de porter des jugements prudents par association avec d'autres industries, faute d'informations précises sur les équipements et procédés à l'étude. C'est ce qui a été fait dans la présente étude. Les informations concernant les défaillances de puits et les divers événements ayant un impact sur les personnes et l'environnement sont limitées et il faut donc prendre en compte que les données sur les risques qui sont publiées dans le présent rapport sont préliminaires et devront être bonifiées avec le temps. De plus, ces données sont souvent particulières à un champ gazifière donné et peuvent être différentes à cause des caractéristiques géologiques dans un autre champ, ce qui rend la transposition des données d'un champ à un autre hasardeuse. Cependant, l'absence d'évidence sur les dangers ne signifie pas nécessairement l'évidence d'absence de risques.

L'appréciation des risques tant au niveau régional que local permet l'identification des secteurs à risques et l'amélioration de la connaissance de ces risques par la prise en compte des conditions locales. Différentes compagnies opérant dans des secteurs différents du pays peuvent, utilisant la même approche pour l'appréciation des risques,

obtenir des valeurs différentes à cause de conditions routières différentes, des exigences particulières pour la construction des puits, des infrastructures, de l'expertise en ingénierie pour ce type d'ouvrage, de la géologie locale, des réglementations, et à cause d'autres facteurs. (King 2012)

Les paragraphes qui suivent portent sur l'identification de risques technologiques, c'est-à-dire, les risques qui peuvent affecter la santé et la sécurité des personnes. Par contre l'aspect environnemental est parfois pris en compte lorsqu'il a un impact sur la sécurité publique, par exemple la contamination d'un aquifère par du gaz naturel peut conduire à l'accumulation de ce gaz dans les immeubles avec explosion. Les impacts d'installations individuelles (puits) et les impacts cumulatifs sont pris en compte. Les données qui suivent ont été extraites de l'étude *Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe*, Report for European Commission DG Environment. (AEA 2012) Les données d'origine ont été conservées à l'exception de celles sur les contaminations d'eau de surface et les éruptions accidentelles où les données de Considine et al. (2012) ont été utilisées.

5.5.1 Trafic

Caractérisation des risques	Niveau de conséquence	Niveau de vraisemblance	Classification des risques
Installation individuelle	Mineur	Occasionnel	Modéré
Effet cumulatif de plusieurs installations	Modéré	Possible	Élevé

Le tableau ci-haut présente les données pour la phase complétion.

Le Département de conservation de l'environnement de l'État de New York (NY 2011) résume les effets potentiels du trafic de camions comme suit : «L'introduction de la fracturation hydraulique à haut volume a le potentiel de générer un trafic important de camions durant les étapes de construction et de fracturation d'un puits.»

Le département de conservation de l'environnement de l'État de New York a estimé le nombre de voyages de camions requis pour la construction et la fracturation d'un puits horizontal. Deux scénarios ont été pris en compte, le premier où toute l'eau (eau de fracturation hydraulique et eau de reflux) est transportée par camion et l'autre où un pipeline est utilisé pour le transport de l'eau. Dans le premier cas un total de 1 148 voyages de camion (basé sur un allé simple) serait requis pour toutes les activités reliées à un puits (175 pour le transport d'équipements et 500 pour le transport d'eau vers le site). Ce chiffre est réduit à 625 voyages lorsqu'un pipeline est disponible pour une portion du transport de l'eau. De plus, la répartition de ces activités de transport n'est pas égale dans le temps car durant la période critique de fracturation hydraulique le nombre de voyages de camion peut atteindre 250/jour. Les chiffres précédents devront être ajustés à la hausse en fonction du nombre de puits par site.

Les impacts potentiels de ce niveau de transport incluent :

- Une augmentation du trafic sur les routes publiques, ce qui peut affecter le niveau de congestion;
- Un impact sur la sécurité des autres usagers de la route ou des autres personnes;
- Des dommages aux routes, ponts et autres infrastructures.

Selon EPA (2012), l'impact du trafic de camions associé à un développement étendu pourrait être considéré comme modéré. Cet impact augmente avec le nombre de puits et AEA (2012) alloue un niveau de risque élevé

5.5.2 Contamination de l'eau souterraine lors des opérations de forage

Caractérisation des risques	Niveau de conséquence	Niveau de vraisemblance	Classification des risques
Installation individuelle	Mineur	Rare	Bas
Effet cumulatif de plusieurs installations	Mineur	Rare	Bas

Durant les étapes de forage d'un puits, il y a risque de contamination de l'eau souterraine par les boues de forage, les additifs à ces boues, les substances chimiques naturelles provenant de la formation, les déblais de forage et le gaz naturel (méthane) provenant des zones intermédiaires (zones entre la surface et la formation à exploiter). Il y a ici lieu de distinguer les risques en sous-sol (mauvaise cimentation de puits) et migration de méthane, boues de forage, turbidité, contaminants naturels versus ceux depuis la surface (déversements, déblais de forage entreposés dans des fosses, etc). Le Département de conservation de l'environnement de l'État de New York (NY 2011) identifie les risques suivants :

- Turbidité (suspension de solides dans l'aquifère) résultant de la pénétration de l'aquifère d'eau potable lors du forage;
- Écoulement des fluides de forage vers les formations géologiques ou en provenance de ces formations.

Considine et al. (2012) dans leur analyse de 1144 constats d'infraction reliés à l'environnement rapporte que 8,7% de ces infractions sont dus à des cimentations et coffrages de puits défectueux ayant causé ou ayant le potentiel de causer une pollution. De plus, Jackson et al. (2013) rapporte que du méthane a été détecté dans 82% des échantillons d'eau potable et cette concentration est 6 fois plus haute pour les maisons situées à <1 km de puits de gaz naturel (méthane) dans le nord-est de la Pennsylvanie. Les mêmes chercheurs n'ont pas détecté d'anomalies en méthane dans les échantillons d'eau potable des puits d'eau situés à proximité du schiste de Haynesville, Arkansas. (Duke 2013), (Warner et al. 2013) Ces informations sont donc en partie fonction des caractéristiques géologiques des sites exploités.

Il faut cependant noter la contamination de puits d'eau à Dimock Pennsylvanie par du gaz naturel (méthane) (Pennsylvania 2010). De plus, la contamination d'un aquifère d'eau potable et des puits qui s'y alimentent par du gaz naturel (méthane) à Bainbridge Township, Ohio (ODNR 2008) et l'explosion d'une maison. Dans le cas de Bainbridge, le puits d'eau potable était situé dans le sous-sol de la maison. Dans les deux cas, la contamination était due à la cimentation inadéquate des puits.

Il faut aussi noter que des accidents similaires sont survenus suite à des fuites sur des pipelines de distribution de gaz naturel et de la migration de biogaz en provenance d'ancien dépotoirs.

Ces contaminations d'aquifères par du gaz naturel (méthane) et de puits d'eau potable s'y alimentant font ressortir le risque d'accumulation de méthane dans les immeubles qui puisent leur eau dans des puits contaminés au gaz naturel. Ces risques sont fonction des caractéristiques géologiques des sites exploités. Les données d'AEA (2012) ont été conservées.

C'est cependant un sujet de forte préoccupation qu'il faut surveiller.

Ce potentiel de risque fait ressortir l'importance à accorder au ciment et aux coffrages des puits surtout lorsque des puits sont forés à moins de 1 km de maisons comme l'étude de Jackson et al. (2013) le fait ressortir.

Il faut noter que les contraintes souterraines ainsi que les glissements de terrain pourraient potentiellement affecter l'intégrité des puits et causer l'obstruction du tube de production (WSJ 2013). Il y a cependant lieu de souligner que les puits sont conçus pour résister à la déformation résultant d'activités sismiques. Les coffrages d'acier utilisés pour les puits modernes sont flexibles et sont conçus pour se déformer pour prévenir la rupture. (NY 2011)

5.5.3 Contamination des aquifères d'eau potable lors des opérations de fracturation hydraulique

Migration à travers les fractures ou les structures mises en place par l'homme

Caractérisation des risques	Niveau de conséquence	Niveau de vraisemblance	Classification des risques
Installation individuelle (plus de 600 m de séparation entre la zone de fracturation hydraulique et les aquifères d'eau potable)	Modéré	Rare	Modéré
Installation individuelle (moins de 600 m de séparation entre la zone de fracturation hydraulique et les aquifères d'eau potable)	Modéré	Occasionnel	Élevé
Effet cumulatif de plusieurs installations	Majeur	Rare	Modéré
Migration de gaz par de vieux puits	Majeur	Possible	Très élevé

EPA (2011) rapporte que la fracturation hydraulique peut affecter la mobilité de substances qui sont normalement présentes dans le sous-sol, particulièrement dans les formations qui contiennent des hydrocarbures. Les substances qui font l'objet d'un intérêt particulier comprennent les produits chimiques qui sont utilisés dans les fluides de fracturation hydraulique, l'eau de reflux, les gaz, les éléments traces, les produits radioactifs normalement présents et certaines substances organiques. Certaines de ces substances peuvent être libérées des formations par des réactions biochimiques complexes avec les réactifs présents dans les fluides de fracturation hydraulique. (EPA 2011).

Si les failles/fractures se prolongent à l'extérieur de la formation cible, ou atteignent des aquifères ou si des coffrages n'ont pas la longueur suffisante ou se rupturent lors de la fracturation hydraulique, les contaminants pourraient migrer vers les aquifères d'eau potable les rendant impropres à la consommation et le gaz naturel (méthane) pourrait éventuellement pénétrer dans des immeubles avec potentiel d'explosion comme décrit à la section 5.3.2.

Une distance de séparation de 600 m selon AEA (2012) entre la zone de fracturation hydraulique et les aquifères d'eau potable conduit à un risque modéré. À noter que certaines juridictions considèrent qu'une distance de 400 m est suffisante.

Des études récentes ont proposé qu'à certains endroits, le gaz naturel (méthane) peut migrer verticalement des formations en profondeur vers la surface par des fractures naturelles. (Osborn 2011) souligne aussi que la migration du méthane à travers une formation géologique de 1 à 2 km d'épaisseur qui surplombe les formations de schiste de Marcellus et d'Utica, est moins probable comme mécanisme de contamination par le méthane que les coffrages de puits qui fuient. Une telle contamination est cependant concevable suite au système important de failles/fractures de ces formations et au grand nombre de vieux puits sans coffrage, forés et abandonnés au cours du dernier siècle et demi dans les états de Pennsylvanie et New York. Il y a donc lieu de souligner le besoin d'une caractérisation systématique de la géologie pour bien comprendre les risques de migration des gaz et fluides par des fractures existantes afin de les prendre en compte dans le choix du site.

Comme il a été débattu précédemment, il y a un risque de migration de gaz à travers les failles/fractures existantes ou les structures abandonnées ou en exploitation (puits), de migration de gaz vers les aquifères d'eau potable et de présenter un risque pour la santé et la sécurité des personnes. Ce risque dépend de la vitesse de migration à travers les failles/fractures qui est vraisemblablement très lente comparativement à la migration via un puits mal cimenté ou mal abandonné. De plus, il y a eu des instances de communication non intentionnelle avec des puits abandonnés ou en production lors de la fracturation hydraulique. (ERCB 2012A, 2012B)

5.5.4 Contamination de l'eau de surface

Caractérisation des risques	Niveau de conséquence	Niveau de vraisemblance	Classification des risques
Installation individuelle	Modéré	Occasionnel	Élevé
Effet cumulatif de plusieurs installations (10 puits)	Modéré	Possible	Élevé

Le département de conservation de l'environnement de l'état de New York (NY 2011) rapporte que des déversements peuvent survenir suite à la rupture de réservoir contenant des produits chimiques, des fluides de fracturation hydraulique ou des eaux de reflux, des défaillances de tuyauterie, de bassin de rétention, de débordements de réservoirs, de vandalisme, d'accidents, de défaillances lors de forage ou de production, d'éruptions accidentelles ou d'opérations inappropriées. Les conséquences de ces déversements sont aussi fonction de la topographie locale et de la distance d'un plan d'eau (étangs, ruisseaux, rivières, etc.) Il faut être prudent lorsque l'on transpose les conséquences de déversements qui se sont produits en Pennsylvanie avec présences de collines et vallons versus les basses terres du Saint-Laurent ou le terrain est relativement plat. Il serait beaucoup plus facile de contenir un déversement dans de telles circonstances. Les causes pouvant conduire à ces événements peuvent s'expliquer par ce qui suit :

- Les causes et circonstances de ces pertes de confinement sont similaires pour les additifs servant à formuler les fluides de fracturation hydraulique et les fluides de forage. La perte de confinement peut survenir suite au manque d'entretien des structures pour prendre en compte l'eau de pluie, une gestion inefficace du site, des moyens insuffisants de rétention en surface et en sous-sol, une mauvaise construction des coffrages et plus généralement une éruption accidentelle ou des défaillances de composantes. Les risques pourraient être réduits en s'assurant de la présence de moyens de confinement adéquats du site. Le risque de contamination de l'eau de surface est augmenté à cause des volumes importants d'additifs chimiques pour les fluides de fracturation, de fluide de fracturation et d'eau de reflux;
- Au moins un produit chimique est volatil, l'acide chlorhydrique, et en cas de perte de confinement, il sera la source d'un nuage toxique dont l'étendue sera fonction de la concentration de l'acide qui est utilisé; et,
- Les fuites et déversements d'eau de reflux peuvent aussi poser des risques pour la santé et la sécurité des personnes.

Les causes potentielles de pertes de confinement sont similaires à celles de l'injection primaire des fluides en plus des risques additionnels associés au confinement des réservoirs et des camions et aux fuites sur ces équipements. L'eau de reflux contient

des fluides de fracturation hydraulique ainsi que des substances provenant de la formation de schiste qui a été fracturée.

Les fréquences de contamination majeure établies à partir des données de Considine et al. (2012) ont été utilisées. Ces données montrent que pour des contaminations majeures, la fréquence annuelle par puits est de 6,78E-04 (POSSIBLE) et pour un effet cumulatif de 10 puits, elle serait de 6,78E-03 (FRÉQUENT).

Des mesures de prévention appropriées peuvent être déployées pour réduire les risques de contamination de l'eau de surface dont le confinement du site de forage à l'aide de membrane géotextile imperméable, l'utilisation de réservoirs au lieu de fosses pour les eaux de reflux (NB 2013) (NB 2013a).

5.5.5 Éruptions accidentelles

Caractérisation des risques	Niveau de conséquences	Niveau de vraisemblances	Classification des risques
Installation individuelle	Catastrophique	Possible	Très élevé
Effet cumulatif de plusieurs installations (10 puits)	Catastrophique	Fréquent	Très élevé

Les éruptions accidentelles peuvent survenir lors du forage de puits lorsque des zones contenant du gaz à haute pression sont rencontrées avec mise en haute pression soudaine des coffrages avec rupture catastrophique, lorsque les tiges de forage sont retirées, lors de la fracturation hydraulique de la formation ou de l'entretien des équipements. Les conséquences peuvent être catastrophiques avec rupture de certains équipements et projection de fragments d'équipements. Il faut ici distinguer deux types d'événements : éruption accidentelle d'eau de reflux et éruption accidentelle de gaz inflammable sous pression.

Les ruptures de puits lors des opérations de fracturation hydraulique peuvent aussi causer l'éruption accidentelle des fluides de fracturation hydraulique. Les Figures 5-2 et 5-3 illustrent la rupture d'un puits avec éjection des composantes et des fluides. Ce type d'événement représente un risque potentiel de blessures et pertes de vie pour les personnes présentes sur le site et un potentiel de pollution.



Figure 5-2 Rupture de tubulure lors des opérations de fracturation hydraulique

Source : Internet



Figure 5-3 Éruption d'eau de reflux

Source : Kawalilak (2013)

L'éruption accidentelle de gaz inflammable peut conduire à la formation de nuage de gaz inflammable et explosif (et toxique s'il y a présence d'hydrogène sulfuré). Un tel événement peut conduire à des explosions et incendie avec potentiel de blessures et pertes de vie pour les personnes présentes sur le site et d'affecter les riverains et de causer la destruction des équipements. La Figure 5-4 illustre une éruption accidentelle avec incendie.



Figure 5-4 Éruption accidentelle de puits avec incendie

Source : Kawalilak (2013)

Les Annexes 1, 2 et 3 déclinent une liste non exhaustive d'éruptions accidentelles et autres événements de perte de contrôle de puits qui se sont produits en Alberta, en Colombie Britannique et au Texas. Henkel-Wolfe (2013) décrit une éruption accidentelle

qui se serait produite lors de forage des bouchons après fracturation hydraulique dans le puits horizontal.

Les fréquences d'éruption accidentelles établies à partir des données de Considine et al. (2012) ont été utilisées. Ces données montrent que pour les éruptions accidentelles, la fréquence annuelle par puits est de 3,01E-04 (POSSIBLE) et pour un effet cumulatif de 10 puits, elle serait de 3,01E-03 (FRÉQUENT).

5.5.6 Séismologie induite par la fracturation hydraulique

Caractérisation des risques	Niveau de conséquence	Niveau de vraisemblance	Classification des risques
Installation individuelle	Catastrophique	Rare	Bas
Effet cumulatif de plusieurs installations (10 puits)	Mineur	Rare	Bas

Les séismes attribuables aux activités humaines sont appelés événements sismiques induits. Depuis quelques années, les événements sismiques induits liés aux développements énergétiques ont attiré l'attention du public. Une toute petite fraction des activités d'injection et d'extraction, lorsqu'on prend en compte les centaines de milliers de sites de développement énergétique aux États-Unis et au Canada, ont présenté des niveaux de sismicité induite détectable par le public. Ces événements sismiques induits ont été détecté en Alabama, Arkansas, Californie, Colorado, Illinois, Mississippi, Nebraska, Nevada, New Mexico, Ohio, Texas, et Alberta et Colombie Britannique. L'Académie Nationale des États-Unis (The National Academies 2013) a réalisé une étude pour identifier les déficiences en connaissance et les recherches requises pour faire avancer la compréhension de la sismicité induite, identifier les déficiences dans les méthodologies d'évaluation des dangers de sismicité induite et prendre en compte les options disponibles pour développer les meilleures pratiques pour les développements énergétiques en prenant en compte le potentiel de sismicité induite.

Trois conclusions importantes ont émergé de l'étude :

- 1 Le processus de fracturation hydraulique d'un puits tel qu'utilisé pour la récupération de gaz de schiste ne représente pas un risque élevé de provoquer des événements sismiques qui peuvent être ressentis par le public;
- 2 L'injection en sous-sol d'eau usée provenant des technologies de l'énergie représente un certain niveau de risque de sismicité induite mais très peu d'événements ont été documentés durant les dernières décennies bien qu'il y ait eu un très grand nombre d'injections dans des puits; et,
- 3 Les systèmes de séquestration du dioxyde de carbone (CO₂) représentent un potentiel important d'induire des événements sismiques à cause du grand volume de fluide injecté.

D'autre part dans leur étude sur l'extraction du gaz de schiste les «Royal Society et Royal Academy of Engineering» ont conclu que la sismicité induite peut être réduite par des systèmes de surveillance sismique en temps réel de sorte les exploitants puissent intervenir promptement. Ils notèrent que les niveaux de sismicité induite par la fracturation hydraulique ne dépassaient pas 3,0 M_L sur l'échelle de Richter. Ils formulèrent les recommandations suivantes en ce qui a trait à la sismicité induite :

- Le «British Geological Survey» ou les autres organismes appropriés devraient effectuer une étude nationale pour caractériser les contraintes et les failles des schistes au Royaume-Uni;
- La sismicité devrait être surveillée avant, pendant et après la fracturation hydraulique;
- Des systèmes de surveillance sismique devraient être mis en place et les informations fournies à l'exploitant de sorte qu'une intervention appropriée soit appliquée pour faire cesser toute sismicité induite; et,
- Les exploitants devraient partager leurs données avec le «British Geological Survey» afin de développer une base de données nationale des contraintes et failles dans les schistes de sorte que les puits puissent être localisés au bon endroit.

Quant à lui, le Département de conservation de l'environnement de l'État de New York (NY 2011) décrit deux types d'événements sismiques associés à la fracturation hydraulique. Le premier type d'événement résulte de la fracturation hydraulique et produit des microséismes. Ces événements sismiques sont si faibles qu'il faut des instruments très sensibles pour les détecter. Les microséismes sont inhérents à la fracturation hydraulique et les données recueillies servent à guider cette opération.

Le second type d'événements résulte de fluides de fracturation qui atteignent des failles existantes, ce qui pourrait conduire à des séismes ressentis à la surface du sol. Ces événements pourraient atteindre une magnitude de 3,8 M_L à l'échelle de Richter, ce qui est insuffisant pour causer des dommages. (BCOGC 2012) Un mouvement le long d'une faille dépendra de plusieurs facteurs notamment la nature même de la faille, son orientation, les contraintes tectoniques, la pression dans les pores, le degré d'augmentation de la pression dans les pores.

Il est peu probable que l'intégrité des puits puisse être affectée par les phénomènes sismiques, que ce soit des phénomènes sismiques induits par la fracturation hydraulique ou ceux qui se produisent naturellement. Ces événements sont gérés en appliquant les procédures appropriées de surveillance des puits. Il faut noter que la sismicité induite par la fracturation hydraulique est très faible et serait insuffisante pour affecter l'intégrité des puits.

Évaluation préliminaire

Selon l'information qu'AEA (2011) a analysée et les faibles fréquences d'événements rapportés, AEA juge que la fréquence d'événements significatifs est «rare» et l'impact potentiel est «minime». On peut se poser la question si les développements comportant plusieurs puits pourraient augmenter le risque. Selon AEA la probabilité d'affecter l'intégrité des puits est faible et aurait des conséquences mineures, ce qui conduit à un niveau de risque mineur.

Mesures d'atténuation / de prévention

La «BC Oil and Gas Commission» recommande les mesures de prévention / d'atténuation suivantes pour réduire les probabilités et conséquences de phénomènes sismiques induits par la fracturation hydraulique (BCOGC 2012) :

- S'assurer d'avoir les données géologiques et sismiques pour identifier les failles préexistantes;
- Si une sismicité induite est détectée, la faille active pourrait être détectée et évitée lors des forages subséquents;
- Des mesures additionnelles tel que ne pas procéder à la fracturation des stages de fracturation qui seraient adjacents à une faille active pourraient aussi être considérées;
- Arrêter la fracturation lorsque le niveau de phénomènes sismiques excède les valeurs qui auront été choisies à l'avance; et de plus,
- Une surveillance des activités sismiques résultant de la fracturation hydraulique devrait être mise en place par le Ministère des Ressources Naturelles.

6 Accidentologie

Dans ce chapitre un certain nombre d'informations provenant de diverses sources ont été compilées pour fournir une perspective sur les événements ayant eu un impact environnemental ou ayant causé des pertes de vie ou destruction de la propriété. Cette synthèse ne prétend pas être complète.

6.1 Généralités

Le transport et l'entreposage de l'eau douce ou saline, des produits chimiques et de l'équipement ont été identifiés comme sources potentielles de pollution et d'accidents pouvant affecter les personnes. Le risque de déversement peut être réduit en utilisant des réservoirs à double parois, des contenants cubiques à l'épreuve des collisions ou l'utilisation d'additifs en poudre. Les volumes de fuites de réservoirs d'entreposage et les déversements de produits chimiques peuvent se situer entre quelques litres lors du raccordement de conduites de fracturation hydraulique, ou rarement, le déversement de 21 000 litres d'un camion-citerne et très rarement, le déversement du contenu d'un

réservoir de fluide de fracturation hydraulique de 80 000 litres. (King 2012) L'impact des fuites peut être réduit en plaçant les contenants dans des cuvettes de rétention et des membranes imperméables sous les points de raccordement des conduites et en exerçant une surveillance rigoureuse pour détecter et arrêter les fuites. L'impact d'une fuite du fluide de fracturation hydraulique est habituellement mineur si le fluide qui fuit est de l'eau douce puisque les produits chimiques de fracturation hydraulique y sont ajoutés seulement lorsqu'il est pompé dans le puits. Le transport, l'entreposage et la manipulation sécuritaires des produits chimiques concentrés sont des préoccupations majeures. Le mélange et le pompage de produits chimiques sur le site augmentent les risques de fuites et de déversements. Ces risques à la santé des travailleurs et à l'environnement sont réduits drastiquement lorsque des produits chimiques non toxiques sont utilisés.

Durant la fracturation hydraulique, de l'eau, du sable et d'autres additifs sont injectés à haute pression dans la formation. Lors de la phase de complétion, le puits doit être purgé de ces fluides avant d'entrer en production. La vitesse élevée d'écoulement et la présence de sable peuvent causer de l'abrasion aux diverses composantes du puits et provoquer des ruptures catastrophiques ou des fuites de gaz ou de fluides. La Directive 036 de l'Alberta Energy Regulator (AER 2006) requière l'utilisation d'obturateur anti-éruption et de tests de pression des équipements avant le forage, et à plusieurs autres moments durant le développement d'un puits. De plus, ces équipements doivent être vérifiés selon un calendrier d'inspection serré afin de s'assurer qu'ils sont en bonnes conditions et rencontrent les normes auxquelles ils sont assujettis.

Il y a cependant une pénurie de recherches disponible dans le domaine public où les événements accidentels sont analysés afin d'identifier leurs causes et les conséquences qui en ont découlées. Ces informations sont importantes pour pouvoir développer la réglementation et mettre en place les mesures de prévention et d'intervention.

Cependant, certaines entreprises font une analyse des causes fondamentales des événements accidentels ou non désirés afin de tirer des leçons pour en éviter la répétition, de plus, elles gardent un inventaire de l'accidentologie qu'elles rendent disponible à l'interne.

6.2 Déversements et fuites au Québec aux installations de gaz de schiste

Le Ministère du Développement Durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs présente dans le cadre de l'étude E3-2a réalisée pour l'Étude Environnementale Stratégique (ÉES) les résultats des inspections effectuées sur les sites de puits de gaz. (MDDEFP 2013) En date du 30 juin 2013, 306 inspections ont été effectuées par les inspecteurs du ministère. Dans le cadre de ce programme, chaque puits a été visité un minimum de trois fois par les inspecteurs des directions régionales concernées par l'exploitation gazière. Lors de ces inspections le MDDEFP n'a pas constaté de fuites de

fluides de fracturation ou de boues de forage, ni de déversements de ces matières lors de leur manipulation ou transport.

Un seul événement a été répertorié en dehors du programme d'inspection systématique du MDDEFP. Il s'agit d'un déversement d'environ 100 litres d'huile survenu à la suite du bris d'une conduite hydraulique lors de l'installation de la tour de forage. Environ la moitié de l'huile a été captée par le revêtement imperméable sous la foreuse et des matelas absorbants ont été utilisés immédiatement pour absorber les fluides restants.

De plus, des émanations diffuses de gaz non contrôlées se sont manifestées au sol en périphérie de puits sous forme de bulles lorsque l'eau est présente à la base du puits. Il s'agit de migration de gaz. Dès les premières observations d'émanations de gaz en 2010, le Ministère a communiqué avec les exploitants concernés ainsi qu'avec le MRN pour que la problématique soit documentée et discutée. Une méthodologie a été développée pour la détermination des migrations de gaz. Cette méthodologie permet d'améliorer significativement la connaissance des puits problématiques et de déterminer l'étendue et la cause potentielle des problèmes et d'améliorer l'efficacité des mesures correctives. Le programme permet de détecter efficacement les puits où la migration des gaz peut présenter un risque pour la santé et la sécurité des personnes et l'environnement.

6.3 Événements ayant un impact environnemental en Pennsylvanie

Considine et al. (2012) déclinent une liste d'événements ayant eu un impact environnemental lors du forage de puits dans le schiste Marcellus de Pennsylvanie. Cette analyse fournit une estimation des probabilités d'occurrence et de la gravité des événements et en décrit leurs causes et les interventions qui ont été effectuées.

Le département de protection de l'environnement de la Pennsylvanie a émis entre 2008 et 2011, 2 988 constats d'infraction (Notice Of Violation) dont 1 144 étaient reliés à des infractions liés à 845 incidents ayant eu ou qui aurait pu avoir un impact sur l'environnement. La détermination de la proportion de ces constats d'infraction qui était de nature préventive est problématique. Il est quasi impossible de déterminer si la pollution serait survenue si ces constats d'infraction n'avaient pas été émis. D'une façon ou d'une autre, ces chiffres sont de bons indicateurs pour fins de surveillance réglementaire.

Le Tableau 6-1 décline ces infractions en distinguant les événements qui furent causés par le ciment et les coffrages, l'éruption accidentelle (Blowout), les déversements majeurs, les déversements mineurs, la migration des gaz, la restauration du site et la contamination des eaux de surface.

Tableau 6-1 Classification des infractions environnementales

Type d'infraction environnementale	Description	%
Ciment et coffrage	Infractions dues au ciment et coffrage défectueux ayant causé pollution	8,7
Éruptions accidentelles (Blowout)	Infractions dues à des éruptions accidentelles	0,9
Déversements majeurs sur le sol	Infractions dues à des déversements majeurs (> 1514 litres) de fluide sur le sol	4,0
Déversements mineurs sur le sol	Infractions dues à des déversements mineurs (< 1514 litres) de fluide sur le sol	20,6
Migrations de gaz	Infractions dues à la migration de gaz dans les aquifères et substrats	0,5
Restaurations de sites	Infractions dues au défaut de restauration de sites après forage	35,0
Contaminations de l'eau de surface	Infractions dues à la contamination des eaux de surface	30,2

Il faut cependant noter que Considine et al. (2012) indiquent que l'industrie a remarquablement réduit son ratio d'infractions par puits qui était de 99 infractions pour 170 puits en 2008 ou 58% des puits forés à 331 infractions pour 1 248 puits forés ou 26,5% pour les neuf premiers mois de 2011. Bien que le taux de 26,5% apparaisse important, il y a lieu de noter que la plupart des infractions n'étaient pas majeures. Plusieurs de ces constats d'infraction résultant en des pollutions mesurables étaient mineurs impliquant par exemple un déversement d'un gallon de diesel ou d'antigel sur le sol. Des réglementations rigoureuses ont été mises en place en Pennsylvanie entre 2008 et 2011 et on peut penser qu'il y a une relation entre la mise en place d'une réglementation rigoureuse en Pennsylvanie et la diminution du taux d'infractions.

Le Tableau 6-2 présente une analyse détaillée des constats d'infraction afin d'en déterminer les fréquences par puits.

Les statistiques du Tableau 6-2 sont spécifiques à la Pennsylvanie pour la période 2008 à 2011. Elles sont indicatives mais elles sont cependant difficilement transposables à d'autres structures géologiques, contexte réglementaire et période de temps dans une industrie dont la technologie évolue constamment conduisant à une réduction de ces événements environnementaux non désirés.

Bien que les événements environnementaux/puits/an apparaissent assez faibles, leur nombre est élevé en comparaison à ce qui se passe dans l'industrie chimique surtout lorsque l'on prend en compte les centaines voir les milliers de puits qui seraient forés. Cependant, il est encourageant de noter qu'avec une réglementation sévère et son application rigoureuse, la fréquence de ces événements a diminué en Pennsylvanie.

Tableau 6-2 Fréquence de constats d'infraction environnementale par puits Pennsylvanie 2008-2011

	2008	2009	2010	2011	Total	Fréquence Événements environnementaux/puits/an
Période	1	1	1	0,75	3,75	
Puits forés	179	710	1405	1248	3542	
Constats d'infraction environnementale	99	288	428	331	1146	8,63E-02
Impacts majeurs						
Éruptions accidentelles (Blowout)	0	0	2	2	4	3,01E-04
Déversements majeurs sur le sol	0	2	2	5	9	6,78E-04
Migrations de gaz	0	1	1	0	2	1,51E-04
Restauration de sites	1	0	0	1	2	1,51E-04
Contamination de l'eau	0	5	1	2	8	6,02E-04
Sous-total	1	8	6	10	25	1,88E-03
Impacts mineurs						
Ciment et coffrage	0	2	27	56	85	6,40E-03
Restauration de sites	72	68	90	98	328	2,47E-02
Déversements mineurs sur le sol	4	66	56	23	149	1,12E-02
Contamination de l'eau	13	39	133	73	258	1,94E-02
Sous-total	89	175	306	250	820	6,17E-02
Grand-total	90	183	312	260	845	6,36E-02

6.3.1 Éruptions accidentelles

Les éruptions accidentelles doivent être classées parmi les événements les plus sérieux. Ils sont classés comme événements majeurs pour deux raisons. Premièrement, ce sont par nature des événements non contrôlés dangereux.

Ils résultent habituellement d'une pression excessive souvent soudaine et imprévisible dans le puits et se produisent habituellement de manière violente.

L'autre raison pour laquelle les éruptions accidentelles et les émanations dangereuses sont considérés comme majeurs, est leur impact environnemental. Lorsqu'une éruption accidentelle se produit, il y a un potentiel de libération de grandes quantités de fluide et de gaz du puits malgré les tentatives des opérateurs d'en prendre le contrôle. Dans de telles circonstances, les impacts négatifs sont quasi impossibles à éviter.

Des événements comme ceux-ci et d'autres se produisent malheureusement comme le démontre les Annexes 1 (Alberta), Annexe 2 (Colombie Britannique) et Annexe 3 (Texas).

L'annexe 1 rapporte neuf (9) éruptions de puits qui se sont produites en Alberta de 2008 à 2012 dont la plupart contenait de l'hydrogène sulfuré (H₂S). Le schiste d'Utica ne contient pas de H₂S mais les causes d'éruption accidentelles que l'on retrouve en Alberta sont potentiellement présentes avec la formation Utica et doivent être prises en compte.

L'annexe 2 rapporte une éruption accidentelle et un bris de conduite sur site de puits pour la période 2009 à 2012

L'Annexe 3 reproduit une liste d'éruptions accidentelles et de pertes de contrôle de puits publiée par la Texas Rail Road Commission. Le Tableau 6-3 présente la distribution des conséquences d'éruptions accidentelles pour la période 1996 à 2013.

Tableau 6-3 Distribution des conséquences d'éruptions accidentelles, Texas 1996 à 2013

Période	Nombre d'éruptions accidentelles	Incendie	Hydrogène sulfuré (H ₂ S)	Blessures	Décès
2011/01/12 à 2013/06/06	44	8	7	7	2
2006/01/04 à 2010/08/12	121	12	13	14	2
2001/02/01 à 2005/12/14	93	8	6	7	0
1996/01/03 à 2000/12/22	136	14	21	17	1
	394	42	47	45	5

On notera plusieurs événements dont certains ont conduit à des pertes de vie de travailleurs, des blessures, des incendies ou des libérations d'hydrogène sulfuré, des évacuations de riverains, dont les causes furent:

- Éruption accidentelle après écoulement de gaz et de sable;
- Défaillance de garniture de vanne en tête de puits;
- Libération de quantité inattendue de gaz lors du forage des bouchons de fracturation hydraulique;
- Éruption accidentelle lors de l'inspection d'une tuyauterie;
- Éruption accidentelle lors de l'installation d'une pompe de fonds de puits;
- Éruptions accidentelles et riverains évacués;
- Bris de coffrage de production lors de la fracturation hydraulique avec éruption accidentelle;
- Rupture de tête de fracturation hydraulique lors de la fracturation hydraulique;
- Vanne laissée ouverte;
- Etc.

Les éruptions accidentelles représentent un risque technologique important. Une simulation d'éruption accidentelle est présentée au chapitre 7.

6.3.2 Déversement sur le sol

Comme le titre l'indique, ces événements sont des déversements lors desquels un fluide servant au forage ou à la fracturation hydraulique ou à toute autre activité sur le site est répandu sur une surface autre que l'eau. Ces déversements surviennent souvent dans l'aire de forage, où ils pourraient être contenus avec des conséquences minimales sur l'environnement si les confinements secondaires étaient en place et si les procédures d'intervention avaient été développées et le personnel formé. La majorité des déversements répertoriés en Pennsylvanie représentaient de faibles quantités de fluides et la quantité moyenne de fluide déversée étant d'environ 666 litres. La nature du fluide déversé était variable. L'huile diesel utilisée comme carburant pour les équipements a été le fluide qui fut déversé le plus fréquemment. Les autres fluides déversés incluent les boues de forage, les fluides de production, l'acide chlorhydrique, les surfactants (drilling soap), l'eau de reflux, l'eau douce et les agents réducteurs de friction.

À l'exception de l'acide chlorhydrique les fluides déversés ne sont pas volatils. Ils vont potentiellement causer une pollution du sol et de la nappe phréatique s'ils ne sont pas contenus. L'acide chlorhydrique quant à elle, a une tension de vapeur suffisante pour produire un nuage toxique sur le site et hors site. Une simulation de déversement d'acide chlorhydrique est présentée au chapitre 7.2.2.

6.3.3 Migration des gaz

La migration du gaz naturel vers les aquifères d'eau potable est très rare mais les conséquences peuvent être sérieuses. Jackson et al (2013) rapportent : «Il n'y a pas d'évidence de propagation de fractures (qui pourraient offrir des chemins pour la migration du gaz naturel) hors de la zone de fracturation en profondeur (> 1 000 mètres) vers les aquifères de surface bien qu'il n'y ait pas eu d'évaluation robuste pour détecter la migration de gaz à notre connaissance». Cette migration est généralement causée par du gaz naturel provenant de la zone intermédiaire de forage (zone entre la surface et la structure à exploiter) suite à des anomalies dans le ciment qui remplit l'espace annulaire entre le forage et les divers coffrages ou à cause de la défaillance des coffrages. Généralement, les défaillances entre le coffrage intermédiaire et le coffrage de surface sont observées à l'évent du coffrage de surface. Les fluides qui circulent dans cet espace annulaire ne sont normalement pas en contact avec les aquifères d'eau potable à moins d'anomalies dans la cimentation ou que le coffrage de surface ne couvre pas toute la zone où se trouvent les aquifères d'eau potable. Il pourrait alors en résulter que le gaz naturel migre vers les aquifères d'eau potable. L'impact environnemental surtout celui à long terme est mal connu et justifierait des projets de recherches. Cette migration de gaz en plus de ses conséquences sur la qualité de l'eau

potable représente un réel risque pour la sécurité des personnes. Ce gaz naturel peut s'infiltrer dans les maisons et y créer une atmosphère explosive. L'explosion d'une maison à Bainbridge, Ohio, fut causée selon le Département des ressources naturelles de l'Ohio (ODNR), par l'infiltration de gaz naturel dans cette maison en provenance d'un puits d'eau potable situé dans le sous-sol de la maison. (ODNR 2008), (GWPC 2012), (Bair et al, 2012) L'ODNR a déterminé que la surpressurisation du puits de gaz naturel dans le secteur combiné avec une cimentation inadéquat de l'espace annulaire du coffrage de production et surtout la fermeture de l'évent pendant 30 jours ont permis la migration de gaz naturel par les fractures existantes du roc proche du sabot de surface où se trouvent les aquifères d'eau potable pour des puits domestiques. Le gaz s'est ensuite accumulé dans la maison par le puits au sous-sol où il s'alluma avec explosion. La Figure 6-1 montre les parois du puits qui étaient naturellement fracturées et offraient une voie pour la migration du gaz vers le puits. La Figure 6-2 montre les bulles de gaz qui font surface au fond du puits.

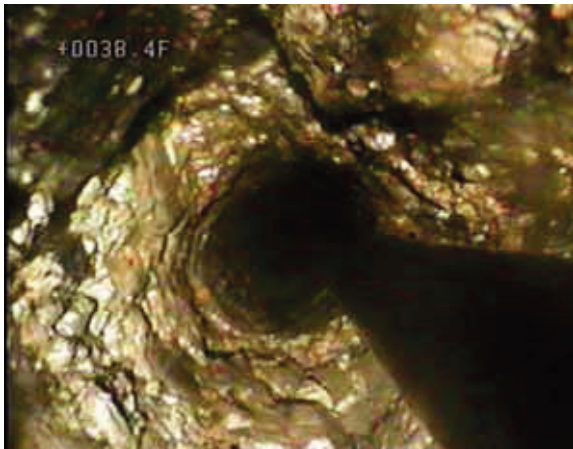


Figure 6-1 Puits d'eau potable à paroi naturellement fracturé

Source : Bair (2012)

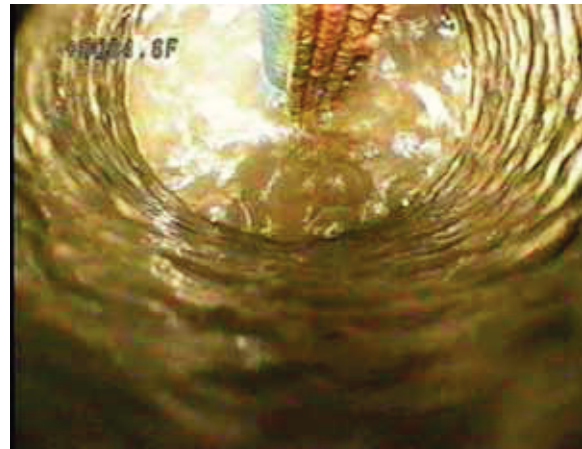


Figure 6-2 Bulles de gaz à la surface du puits d'eau potable

Source : Bair (2012)

Un autre cas de migration de gaz naturel avec contamination de puits d'eau potable a été aussi rapporté à Dimock, Pennsylvanie. (Pennsylvanie 2010) Il y a peu d'informations sur ce cas controversé mais il semblerait que le problème fut rectifié par des correctifs à la cimentation. Chose certaine, l'EPA et le DEP disent que l'eau est potable pour la consommation humaine. Ces migrations de gaz sont dépendantes du degré de fractures naturelles de la roche peu profonde où sont situés les aquifères. Il serait présomptueux de transposer les données d'un secteur vers un autre secteur sans connaître l'état de la roche et la densité de fractures naturelles.

6.3.4 Ciment et coffrage

Considine et al. (2012) rapportent que dans la plupart des constats d'infraction qui ont été émis entre 2008 et 2011 par le Département de protection de l'environnement de la Pennsylvanie étaient reliés à la cimentation et aux coffrages. Il y avait des quantités

mesurables de gaz naturel qui s'échappaient des puits. La libération de ce gaz a un impact environnemental en termes de gaz à effet de serre (GES) mais la quantité est difficile à mesurer. Dans le cadre de la présente étude, ce qu'il faut retenir de ces libérations de gaz naturel, c'est le signal qu'il y a des anomalies dans la cimentation et les coffrages qui peuvent conduire à des infiltrations par les fractures rocheuses vers les aquifères d'eau potable avec potentiel d'affecter la qualité de l'eau et la sécurité publique comme décrit précédemment si l'anomalie du ciment est à l'extérieur du coffrage de surface.

6.3.5 Restauration des sites

Considine et al. (2012) rapportent des infractions à la réglementation de Pennsylvanie ayant trait à la restauration des sites. Ces infractions ne présentent pas d'enjeux de sécurité publique dans le cadre de la présente étude

6.3.6 Contamination des eaux de surface

La contamination des eaux de surface rapportée dans l'étude Considine et al. (2012) résulte de déversements qui ont un impact direct sur les plans d'eau. Leur analyse a fait le suivi de plusieurs types de déversements dans les petits ruisseaux et étangs de la Pennsylvanie rurale. Ils ne rapportèrent aucun cas où les fluides de fracturation hydraulique auraient migré vers les sources d'alimentation d'eau potable. La topographie accidentée de la Pennsylvanie semble avoir été un facteur contributif important pour les déversements qui se sont écoulés hors site. Il faut noter que la topographie des basses terres du Saint-Laurent est peu accidentée de sorte qu'en cas de déversement accidentel, il est plus facile de contenir ces liquides. Le Département de l'environnement de Pennsylvanie a fait le suivi de tous les types de déversements qui comportaient quelques litres de carburant diesel à des milliers de litres des divers fluides utilisés dont le carburant diesel, les boues de forage, les fluides de fracturation, l'acide chlorhydrique, les sédiments et les fluides de production. L'impact environnemental a été fonction des quantités déversées.

7 Simulation des pertes de confinement

Ce chapitre présente les résultats de simulations de pertes de confinement associées à la construction du site multipuits, au forage, à la fracturation hydraulique, et à l'exploitation de ces puits. Les distances pour des niveaux dangereux de rayonnement thermique suite à un incendie, de surpression suite à l'onde de choc d'une explosion et de concentrations toxiques de substances libérées dans l'atmosphère, ont été déterminées pour les scénarios qui ont été simulés. Ce chapitre utilise des outils informatiques pour modéliser les scénarios d'accidents impliquant des substances dangereuses au site de forage d'un puits.

7.1 Méthodologie

La méthodologie utilisée est en accord complet avec le Guide pour l'analyse et la gestion des risques d'accidents industriels majeurs², le General Guidance for Risk Management Program³ et la Risk Management Program Guidance for Offsite Consequence Analysis⁴, le Guide : Analyse de risques d'accidents technologiques majeurs⁵.

7.1.1 Niveaux de dangers prédéfinis

Les niveaux de dangers qui ont été utilisés pour le calcul des scénarios d'accidents sont regroupés aux Tableaux suivants. Le Tableau 7-1 regroupe les niveaux de dangers associés aux substances inflammables et le Tableau 7-2 identifie les niveaux de dangers pour la substance toxique modélisée, soit l'acide chlorhydrique. Les parties grisées des Tableaux représentent les seuils de planification d'urgence.

Tableau 7-1 Inflammables : niveaux de dangers

EXPLOSION	SURPRESSIONS			
	20,7 kPag (3 psig)	13,78 kPag (2 psig)	6,89 kPag (1 psig)	2,07 kPag (0,3 psig)
	<ul style="list-style-type: none"> Rupture de réservoirs de stockage de produits pétroliers. Dommmages importants aux structures d'acier des édifices qui peuvent en causer l'écroulement. 	<ul style="list-style-type: none"> Seuil d'effets menaçant pour la vie. Dommmages importants aux murs porteurs (murs de briques, de bois) qui peuvent en causer l'écroulement. 	<ul style="list-style-type: none"> Seuil pour la planification d'urgence 	<ul style="list-style-type: none"> Bris de fenêtres qui peuvent causer des blessures par projection de débris de verre.
FEU EN CHALUMEAU	RAYONNEMENT THERMIQUE			
	25 kW/m ²	13 kW/m ²	5 kW/m ²	3 kW/m ²
	<ul style="list-style-type: none"> Seuil d'effets menaçant pour la vie, phénomènes de courtes durées. 	<ul style="list-style-type: none"> Seuil d'effets menaçant pour la vie, phénomènes de longues durées. 	<ul style="list-style-type: none"> Brûlure au 2^{ième} degré en 40 secondes. 	<ul style="list-style-type: none"> Effet irréversible sur la vie humaine⁶
RETOUR DE FLAMME	DISTANCE MAXIMALE POUR RETOUR DE FLAMME			
	50% limite inférieure d'explosivité (LIE) ¹ Gaz naturel : 2,2 %			

² (CRAIM, 2007) Guide pour l'analyse et la gestion des risques d'accidents industriels majeurs à l'intention des municipalités et de l'industrie, Conseil pour la réduction des risques d'accidents industriels majeurs, Montréal, 2007.

³ (EPA, 2000) General Guidance for Risk Management Programs, (EPA 550-B-00-008), EPA Washington, May 2000.

⁴ (EPA, 1999) Risk Management Program Guidance for Offsite Consequence Analysis, (EPA 550-B-99-009), EPA, Washington, April, 1999)

⁵ Guide : Analyse de risques d'accidents technologiques majeurs, version de mai 2002, Marie-Claude Théberge, du Ministère de l'Environnement.

⁶ Ministère de l'écologie et du développement durable de la France

¹ Le 50% de la limite inférieure d'explosivité est normalement utilisé par plusieurs entreprises à cause des imprécisions associées à la modélisation numérique.

Tableau 7-2 Toxiques : niveaux de dangers

	CONCENTRATIONS		
	ERPG3	ERPG2	ERPG1
	Concentration maximale d'une substance dangereuse dans l'air sous laquelle presque tous les individus peuvent être exposés jusqu'à une heure sans qu'il y ait d'effets sur leur santé susceptibles de menacer leur vie.	Concentration maximale d'une substance dangereuse dans l'air sous laquelle presque tous les individus peuvent être exposés jusqu'à une heure sans qu'il y ait des effets sérieux et irréversibles sur la santé ou sans qu'ils éprouvent des symptômes qui pourraient les empêcher de se protéger.	Concentration maximale d'une substance dangereuse dans l'air sous laquelle presque tous les individus peuvent être exposés jusqu'à une heure sans qu'il y ait d'effets sur la santé, autres que des effets mineurs et transitoires ou sans que ces individus perçoivent une odeur clairement définie.
Acide chlorhydrique ⁷ CAS 7647-01-0	150 ppm	20 ppm	3 ppm

Des simulations informatiques ont été effectuées pour établir les distances auxquelles ces niveaux de dangers prédéfinis se retrouvent.

7.1.2 Paramètres de modélisation

Les scénarios de pertes de confinement ont été simulés à l'aide du logiciel *PHAST* v. 6.7 de DNV. L'objectif de cette simulation est de définir les zones d'impact potentiellement touchées. Les paramètres de simulation pour les calculs de dispersion sont présentés au Tableau 7-3.

Tableau 7-3 Paramètres de modélisation

Vitesse du vent / stabilité atmosphérique	1,5 m/s / stabilité atmosphérique F (condition stable) 3,5 m/s / stabilité atmosphérique D (condition turbulente)
température air, °C	25
température du sol, °C	25
humidité relative, %	50
rugosité du sol	urbain, industriel (0,17)

7.2 Conséquences des scénarios d'accident

Des scénarios d'accidents impliquant des substances dangereuses présentes sur le site de forage ont été simulés. Des scénarios normalisés et alternatifs ont été étudiés pour chaque substance. Les simulations ont été réalisées pour une éruption accidentelle impliquant un trou de forage et un tube de production.

⁷<http://www.aiha.org/get-involved/AIHAGuidelineFoundation/EmergencyResponsePlanningGuidelines/Documents/2013ERPGValues.pdf> (consulté le 7 octobre 2013)

Normalisé : Le scénario normalisé (Worst Case Scenario selon le Risk Management Program de la US Environmental Protection Agency) se définit comme étant la libération de la plus grande quantité d'une substance dangereuse, détenue dans le plus gros contenant, dont la distance d'impact est la plus grande. Il prend en compte seulement les mesures d'atténuation passives. Les hypothèses posées dans le cadre d'un tel scénario sont du côté prudent. Ce type de scénario sert à définir s'il y a des conséquences hors site. Si tel est le cas on poursuit l'analyse en faisant des scénarios alternatifs, soient des scénarios plus probables.

Alternatif : Le scénario alternatif retenu représente l'accident le plus important qui peut se produire pour une substance dangereuse donnée. Ce scénario tient compte de la proximité et de l'interconnexion des contenants de la substance concernée. Toutefois, il tient aussi compte des mesures d'atténuation passives et actives.

Les scénarios suivants ont été simulés selon les paramètres de modélisation du Tableau 7-3. Les scénarios qui donnent les distances d'impact sous la condition de vent la plus pénalisante y sont illustrés. Les scénarios ont été illustrés sur un fond de carte représentant un 'pad' typique de site de forage de 120 m x 120 m (sauf les vues en élévation).

Mise en garde : *Il est important de noter que les scénarios simulés dans le cadre de cette étude, sont d'ordre générique. Des hypothèses jugées raisonnables ont été utilisées dans les simulations. Il est évident que les résultats diffèrent d'un site à un autre et sont dépendants des caractéristiques géologiques et d'exploitation du site.*

Scénarios simulés :

- **Gaz naturel**

- Scénario normalisé: Éruption accidentelle lors du forage d'un puits, 222 mm, pression : 40 922 kPag.⁸
- Scénario alternatif: Éruption accidentelle suite à la rupture de la tête de puits (blow out), 114,3 mm, pression : 71 590 kPag.⁹
- Scénario alternatif : Rupture d'un tronçon principal de distribution en aval du poste de compression.

- **Acide chlorhydrique**

- Scénario normalisé : Déversement total d'un réservoir d'entreposage, évaporation pour dix minutes, formation d'un nuage toxique.

⁸ Pression typique dans le corridor de forage 1 des basses terres du Saint-Laurent

⁹ Pression maximale dans le corridor de forage 1 des basses terres du Saint-Laurent

- Scénario alternatif : Rupture lors de l'injection d'acide chlorhydrique formation d'un nuage toxique.
- **Diesel**
 - Scénario normalisé : Déversement total du plus gros réservoir sur le site, feu de nappe au sol.
 - Scénario alternatif : Bris de boyau de déchargement lors d'un transfert, feu de nappe au sol.
- **Propane**
 - Scénario normalisé : Déversement instantané de la masse de propane contenu dans le plus gros réservoir et explosion de la quantité totale de propane répandue dans l'environnement avec un facteur d'efficacité d'explosion de 10% en référence au TNT.
 - Scénario alternatif: BLEVE de réservoir.

7.2.1 Éruptions accidentelles

À noter que les indications qui nous ont été fournies concernant la composition du gaz des basses terres du St-Laurent ne contiennent pas de H₂S. Si on venait à en découvrir, il faudrait en prendre compte dans la simulation, étant donné les caractéristiques toxiques du H₂S.

7.2.1.1 Scénario normalisé gaz naturel

À noter qu'il n'existe pas de définition standard de scénario normalisé pour ce cas particulier. Le pire scénario a donc été simulé. Éruption accidentelle lors du forage du puits avec défaillance de l'obturateur anti-éruption.

Hypothèses :

- Diamètre forage: 222 mm
- Pression: 40 922 kPa¹⁰. Les incidents répertoriés démontrent que la pression va diminuer graduellement (sur plusieurs jours) à mesure qu'il y a dépressurisation.
- Direction du jet : deux directions ont été simulées, horizontale et verticale. La réalité est probablement entre ces deux orientations, le jet de gaz n'étant pas parfaitement vertical suite à son impact sur les structures de la tour de forage ni parfaitement horizontal.
- Température du gaz: 25 °C

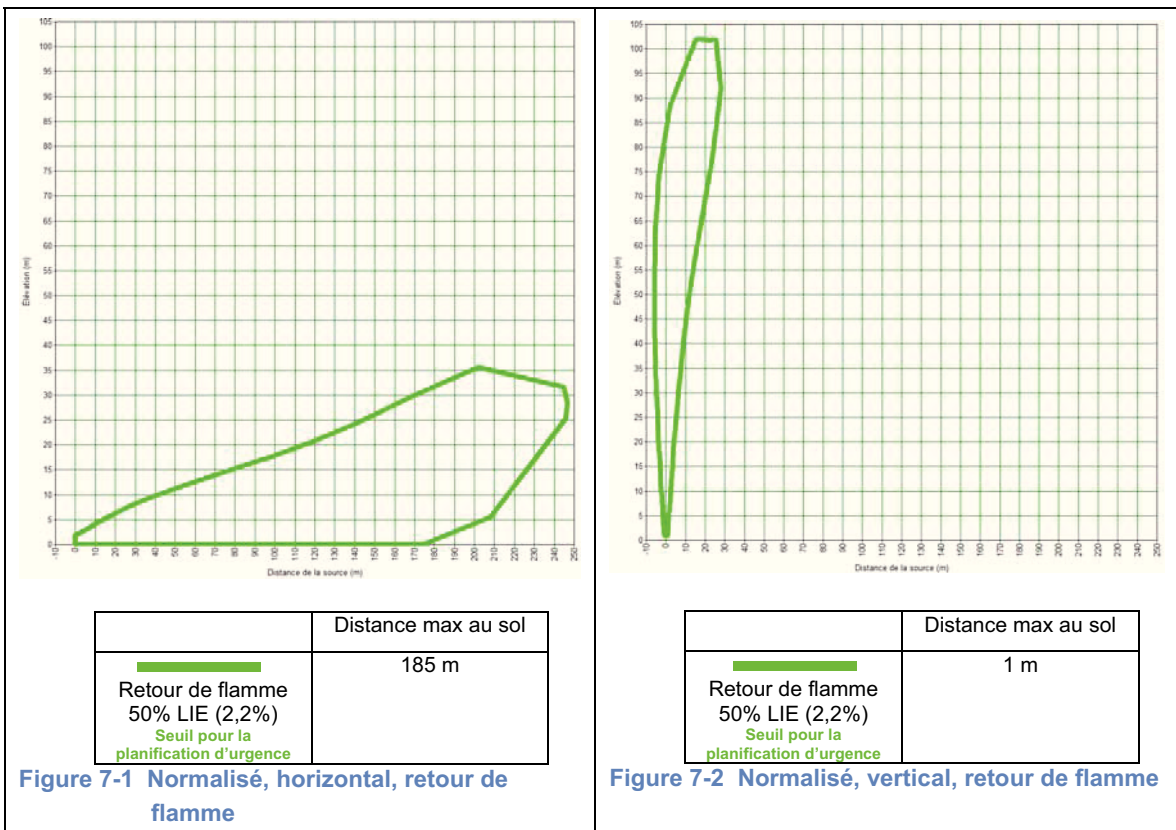
¹⁰ Synthèse hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles), Institut National de la Recherche Scientifique, Centre Eau Terre Environnement, 2012.

- Dimensions de la partie inférieure de la foreuse : 10 m x 10 m x 4 m = 400 m³
- Tout le volume de la partie inférieure de la foreuse est rempli de gaz naturel à la concentration stœchiométrique
- Explosion à la concentration stœchiométrique du méthane: 9,5%
- Confinement: moyen
- Encombrement: moyen
- Réactivité: basse

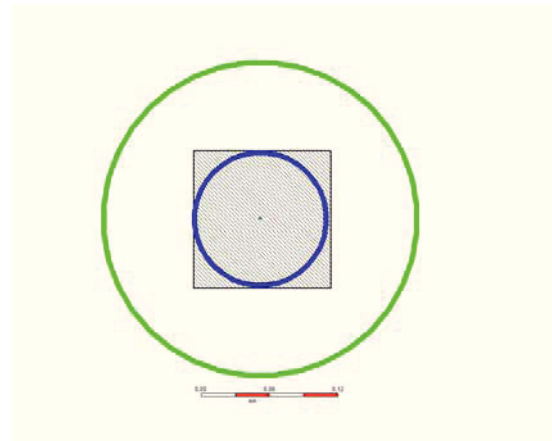
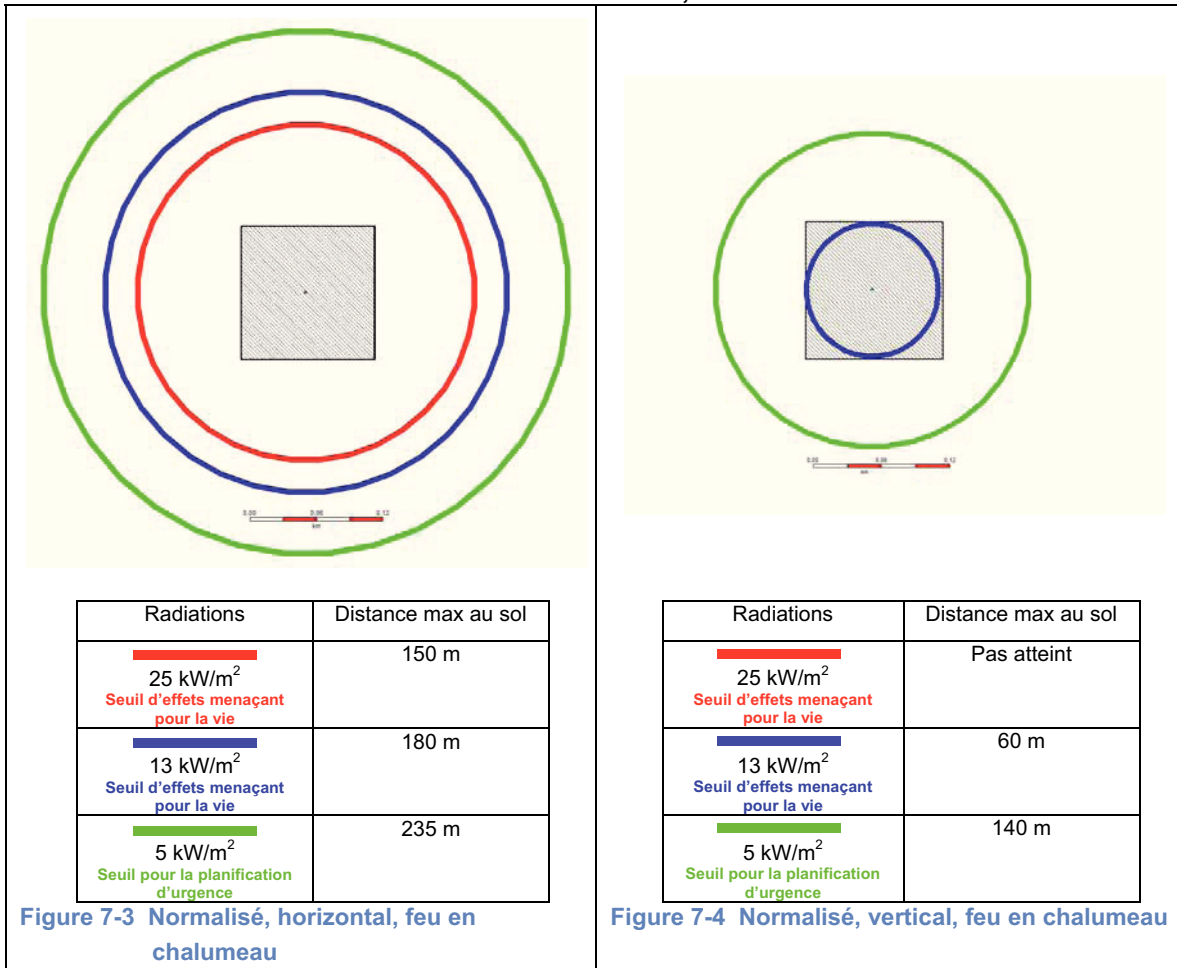
Conséquences modélisées:

- Distance pour retour de flamme (50% LIE)
- Feu en chalumeau
- Explosion confinée selon le modèle Baker Strehlow-Thang

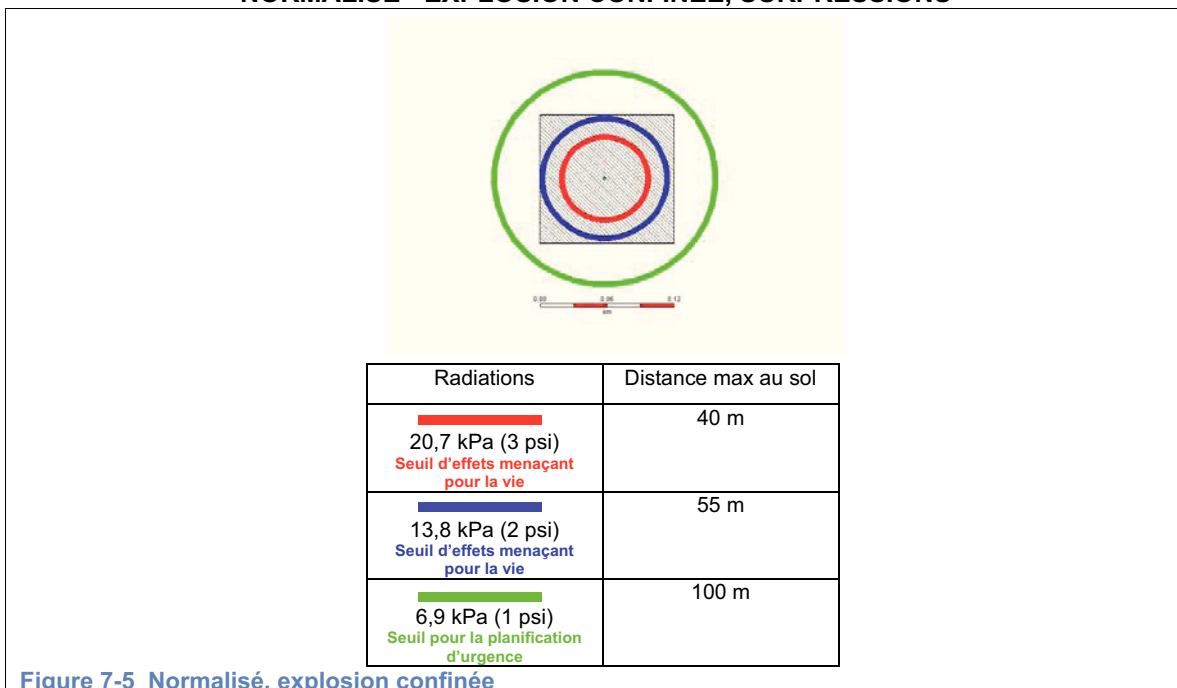
NORMALISÉ - 222 mm, RETOUR DE FLAMME, VUE EN ÉLÉVATION



NORMALISÉ - FEU EN CHALUMEAU, RADIATIONS AU SOL



NORMALISÉ - EXPLOSION CONFINÉE, SURPRESSIONS



Il a été posé comme hypothèse que pour toutes les conditions de fuites simulées, le volume de la partie inférieure de la foreuse est rempli à la concentration stœchiométrique du méthane, ce qui donne les mêmes conséquences d'explosion pour tous les scénarios de fuite de gaz naturel.

7.2.1.2 Scénario alternatif gaz naturel - éruption accidentelle 114,3 mm

Éruption accidentelle suite à la rupture de la tête de puits (blow out).

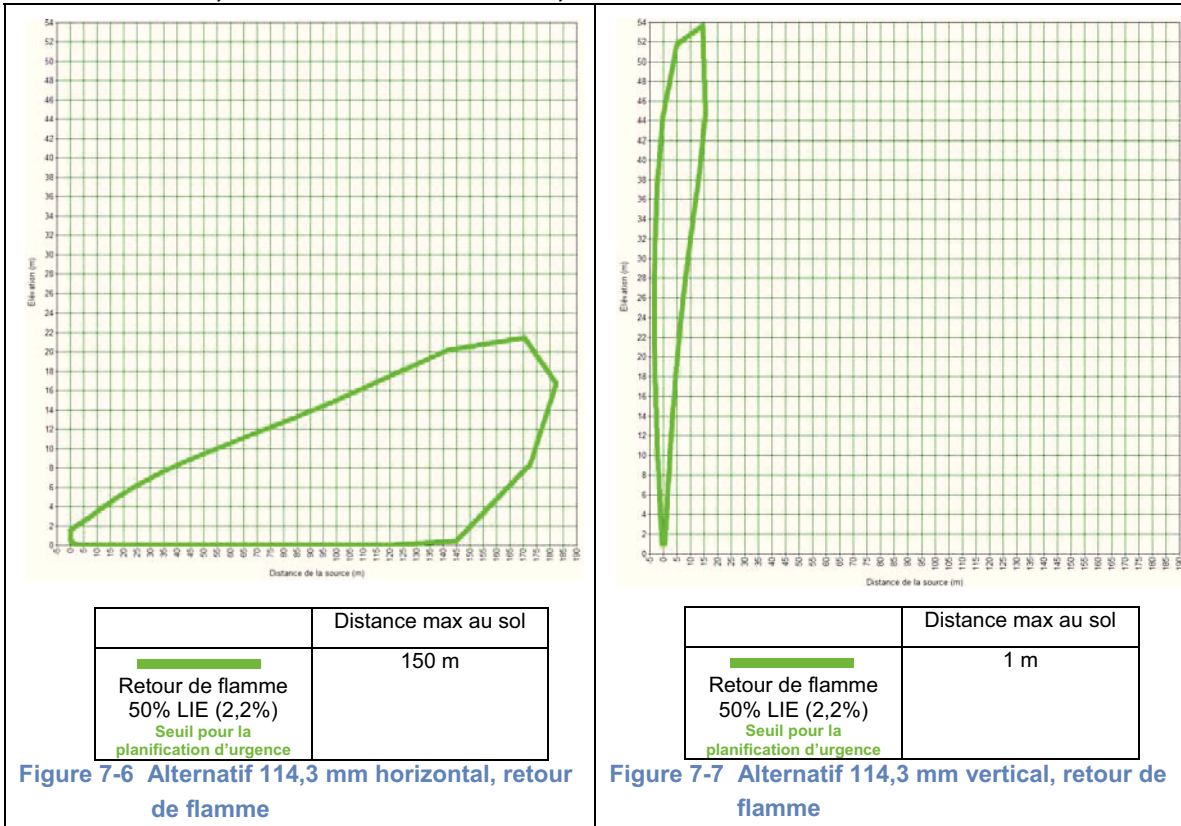
Hypothèses :

- Diamètre du tubing: 114,3 mm
- Pression: 71 590 kPag
- Direction du jet: deux directions ont été simulées, horizontale et verticale
- Température du gaz: 25 °C
- Dimensions de la partie inférieure de la foreuse: 10 m x 10 m x 4 m = 400 m³
- Tout le volume de la partie inférieure de la foreuse est rempli de gaz naturel à la concentration stœchiométrique
- Explosion à la concentration stœchiométrique du méthane: 9,5%
- Confinement: moyen
- Encombrement: moyen
- Réactivité: bas

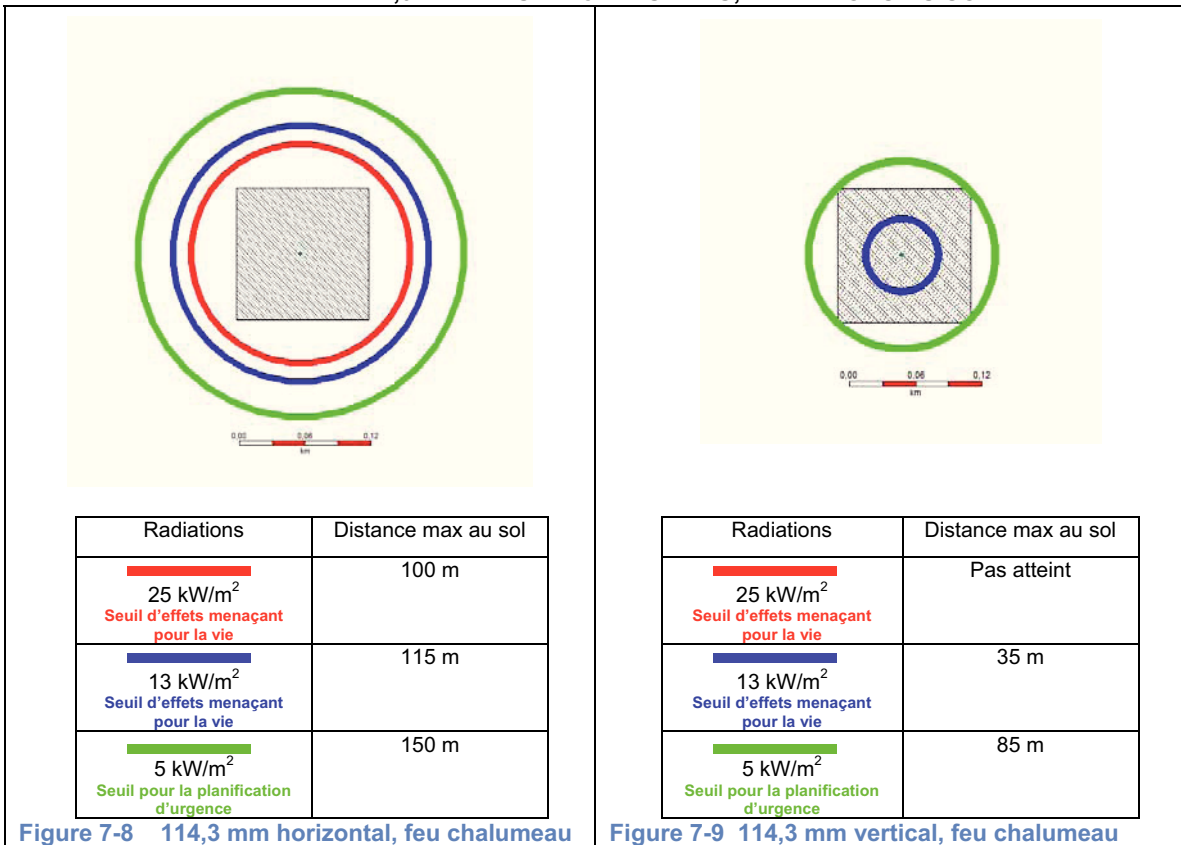
Conséquences modélisées :

- Distance pour retour de flamme (50% LIE)
- Feu en chalumeau
- Explosion confinée selon le modèle Baker Strehlow

ALTERNATIF 114,3 mm - RETOUR DE FLAMME, VUE EN ÉLÉVATION



ALTERNATIF 114,3 mm - FEU EN CHALUMEAU, RADIATIONS AU SOL



De ces simulations, il faut retenir qu'une éruption accidentelle lors du forage d'un puits pourrait conduire à la formation d'un nuage explosif à 185m au niveau du sol et à 248m à 30m du sol. Si ce nuage s'allumait, la flamme pourrait causer un rayonnement thermique de 5 kW/m² à 235m du puits et une surpression suite à l'explosion de 6,9 kPa à 100m. Quant à elle une éruption accidentelle du tube de production pourrait causer une éruption accidentelle qui pourrait conduire à la formation d'un nuage explosif à 145m au niveau du sol et à 183m à 17m du sol. Si ce nuage s'allumait, la flamme pourrait causer un rayonnement thermique de 5 kW/m² à 150m du puits et une surpression suite à l'explosion de 6,9 kPa à 100m.

7.2.1.3 Scénario alternatif gaz naturel - rupture d'un pipeline gaz naturel

Hypothèses :

- Rupture d'un tronçon principal de distribution en aval du poste de compression
- Diamètre pipeline: 203,2 mm; Pression : 5 520 kPag
- Direction du jet : 45° de l'horizontal; Température du gaz : 25 °C

Conséquences modélisées :

- Distance pour retour de flamme (50% LIE)
- Boule de feu; Feu en chalumeau

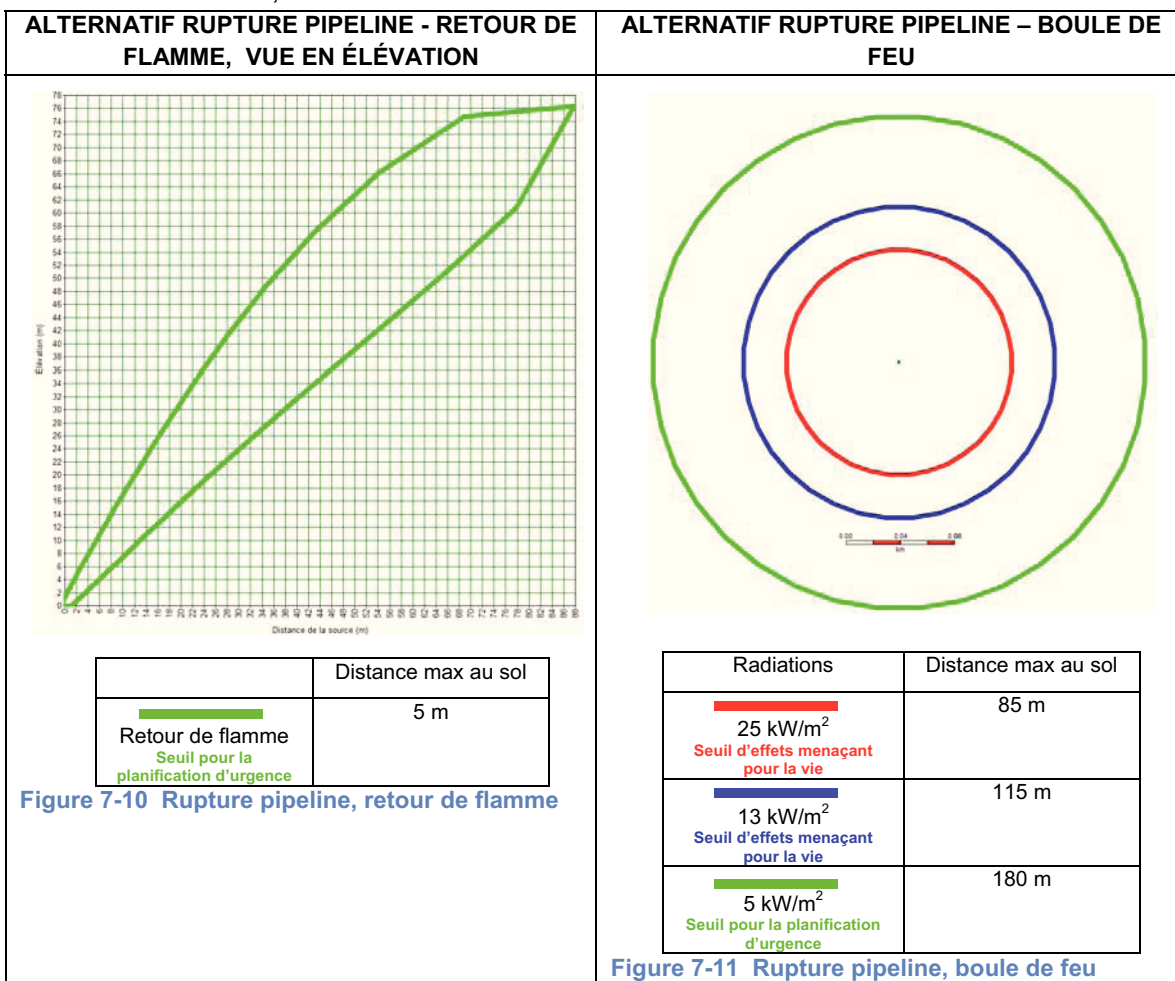
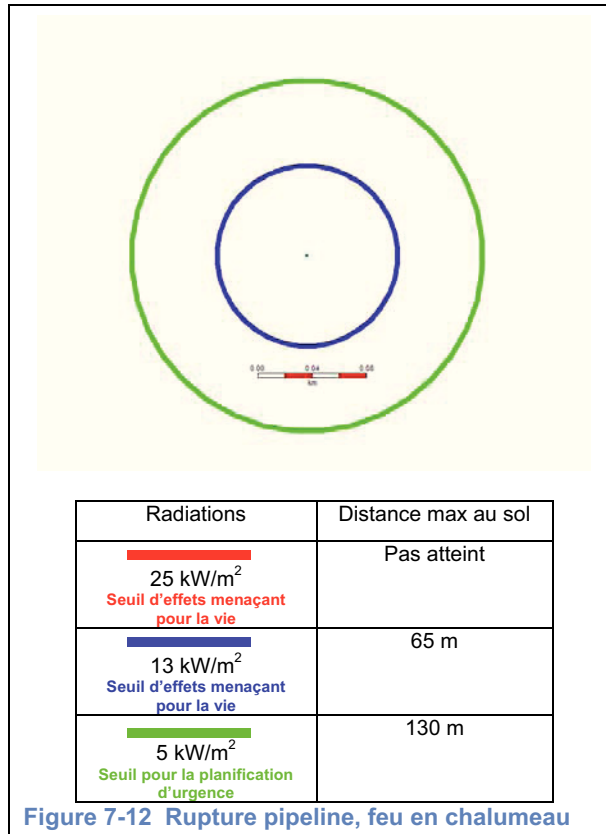


Figure 7-10 Rupture pipeline, retour de flamme

Figure 7-11 Rupture pipeline, boule de feu

ALTERNATIF RUPTURE PIPELINE – FEU EN CHALUMEAU

La rupture du pipeline au poste de compression pourrait conduire suite à l'allumage à une boule de feu avec rayonnement thermique de 5 kW/m² à 180m et feu en chalumeau avec rayonnement thermique de 5 kW/m² à 130m

7.2.2 Déversement d'acide chlorhydrique**7.2.2.1 Scénario normalisé**

Déversement total d'un réservoir d'entreposage dans sa cuvette, évaporation pour dix minutes, formation d'un nuage toxique.

Hypothèses :

- Deux concentrations d'acide chlorhydrique ont été simulées: 28% et 15%
- Inventaire: 16 m³
- Bassin de rétention: 144 m²

Conséquences modélisées :

Nuage toxique

NORMALISÉ - NUAGE TOXIQUE

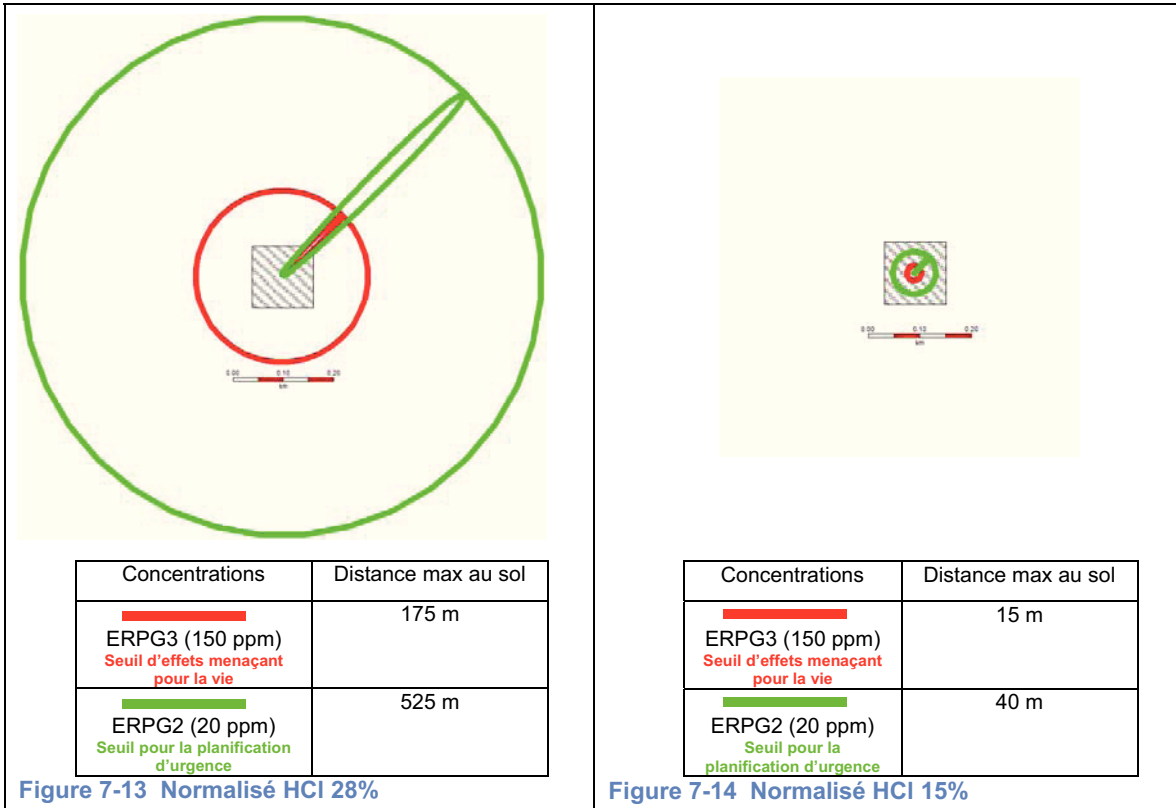


Figure 7-13 Normalisé HCl 28%

Figure 7-14 Normalisé HCl 15%

7.2.2.2 Scénario alternatif

Rupture lors de l'injection de l'acide chlorhydrique, formation d'un nuage toxique.

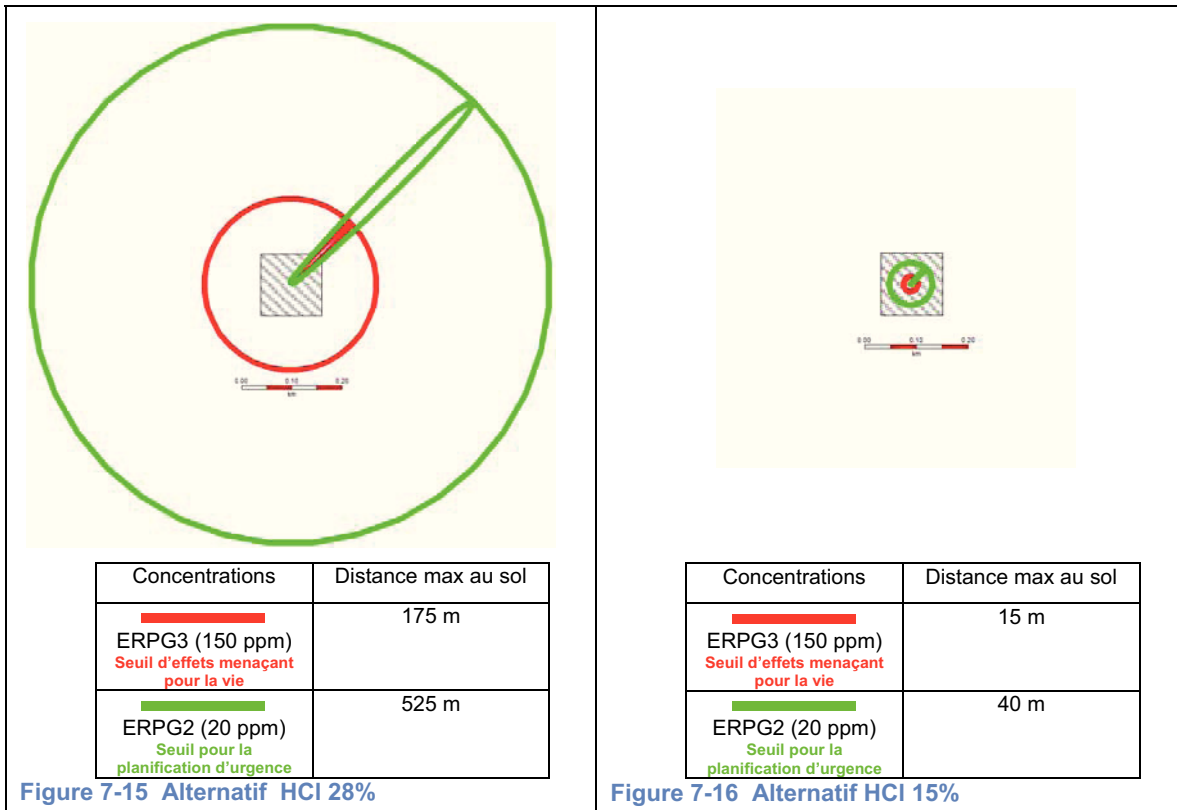
Hypothèses :

- Deux concentrations d'acide chlorhydrique: 28% et 15%
- 8m³ d'acide chlorhydrique par injection
- Bassin de rétention : 144 m²

Conséquences simulées :

Nuage toxique

ALTERNATIF - NUAGE TOXIQUE



À noter que les distances d'impact sont les mêmes que celles du scénario normalisé car la surface de la flaque est la même puisqu'elle est confinée. Ceci est dû au fait que le taux d'évaporation est directement lié à la surface de la flaque et ainsi à la distance d'impact. Seule l'épaisseur de la flaque est différente étant moins importante pour les scénarios alternatifs, le volume déversé étant moindre. La durée de l'événement serait par conséquent moins longue que pour le scénario normalisé.

En ce qui a trait à l'acide chlorhydrique, un déversement complet (scénario normalisé) d'un réservoir de 16 m³ et la rupture d'un boyau de déchargement (scénario alternatif) donnent pour une concentration de 28% des concentrations toxiques dans l'air de 20 ppm à 525m et 150 ppm à 175m et pour une concentration de 15% des concentrations toxiques dans l'air de 20 ppm à 40m et 150 ppm à 15m.

7.2.3 Diesel

Le diesel est utilisé comme carburant pour divers équipements sur le site.

7.2.3.1 Scénario normalisé

Le scénario normalisé pour une substance inflammable tel le diesel implique le déversement de l'inventaire de diesel contenu dans le plus gros réservoir et l'ignition de

la nappe de diesel au sol. Il n'y a pas formation de nuage explosif important qui mérite d'être rapporté.

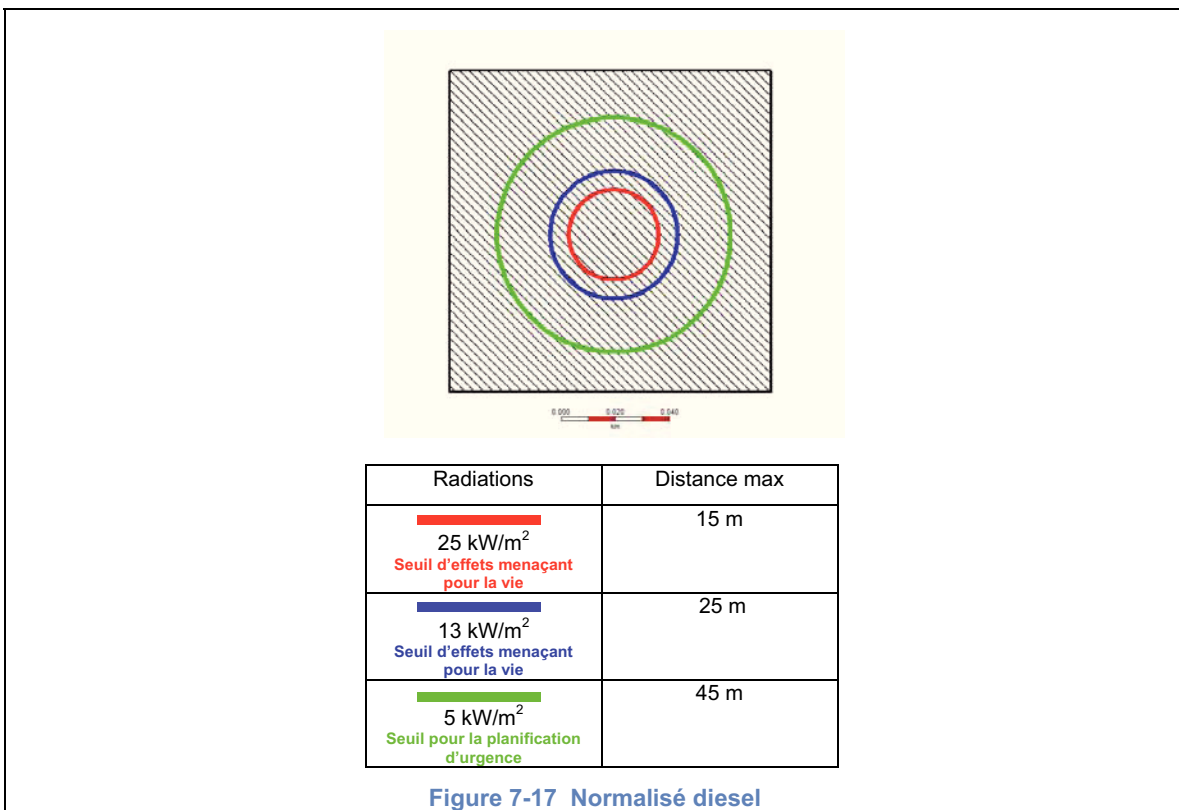
Hypothèses :

- Réservoir de 27 000 L
- Pression : atmosphérique
- Le sol est en pente vers le centre, épaisseur de la nappe : 5 cm

Conséquence modélisée :

- Radiation du feu de nappe

NORMALISÉ – FEU DE NAPPE, RADIATIONS



7.2.3.2 Scénario alternatif

Rupture de boyau lors du déchargement de diesel dans le réservoir d'entreposage sur le site de forage.

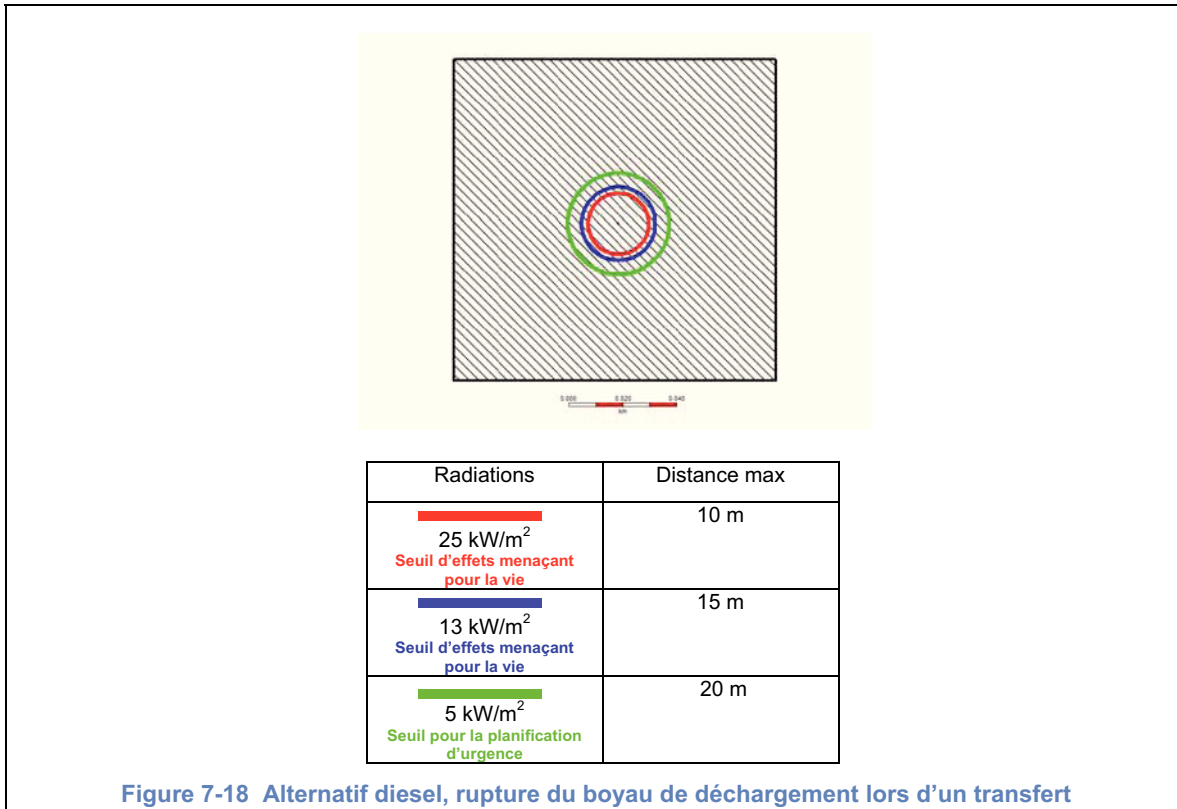
Hypothèses :

- Réservoir de 2 000 USG (7 571 L)
- Taux de déchargement: 50 GPM (189 L/min)
- Durée de la fuite: 5 minutes
- Le sol est en pente vers le centre, épaisseur de la nappe: 5 cm

Conséquence modélisée :

- Radiation du feu de nappe

NORMALISÉ – FEU DE NAPPE, RADIATIONS



Les feux de diesel génèrent beaucoup de fumée. Il faut aussi noter qu'un déversement de diesel ne va pas nécessairement s'allumer.

Le déversement complet d'un réservoir de diesel dans sa cuvette de rétention (scénario normalisé) et son allumage donne 5 kW/m² à 45m alors qu'un déversement lors d'un déchargement et l'allumage donne 5 kW/m² à 20m.

7.2.4 Propane

Le chauffage des équipements de forage est requis durant la saison froide. Le propane est possiblement utilisé à cette fin. C'est dans cette optique que des scénarios de pertes de confinement de propane ont été modélisés.

7.2.4.1 Scénario normalisé

Le scénario normalisé pour une substance inflammable tel le propane implique le déversement instantané de la masse de propane contenu dans le plus gros réservoir et l'explosion de la quantité totale de propane répandue dans l'environnement avec un facteur d'efficacité d'explosion de 10% en référence au TNT.

Hypothèses :

- Réservoir de 2 000 USG (3 718 kg)
- Pression: 856 kPag

Conséquences modélisées :

- Explosion selon le modèle TNT

NORMALISÉ – EXPLOSION, SURPRESSIONS

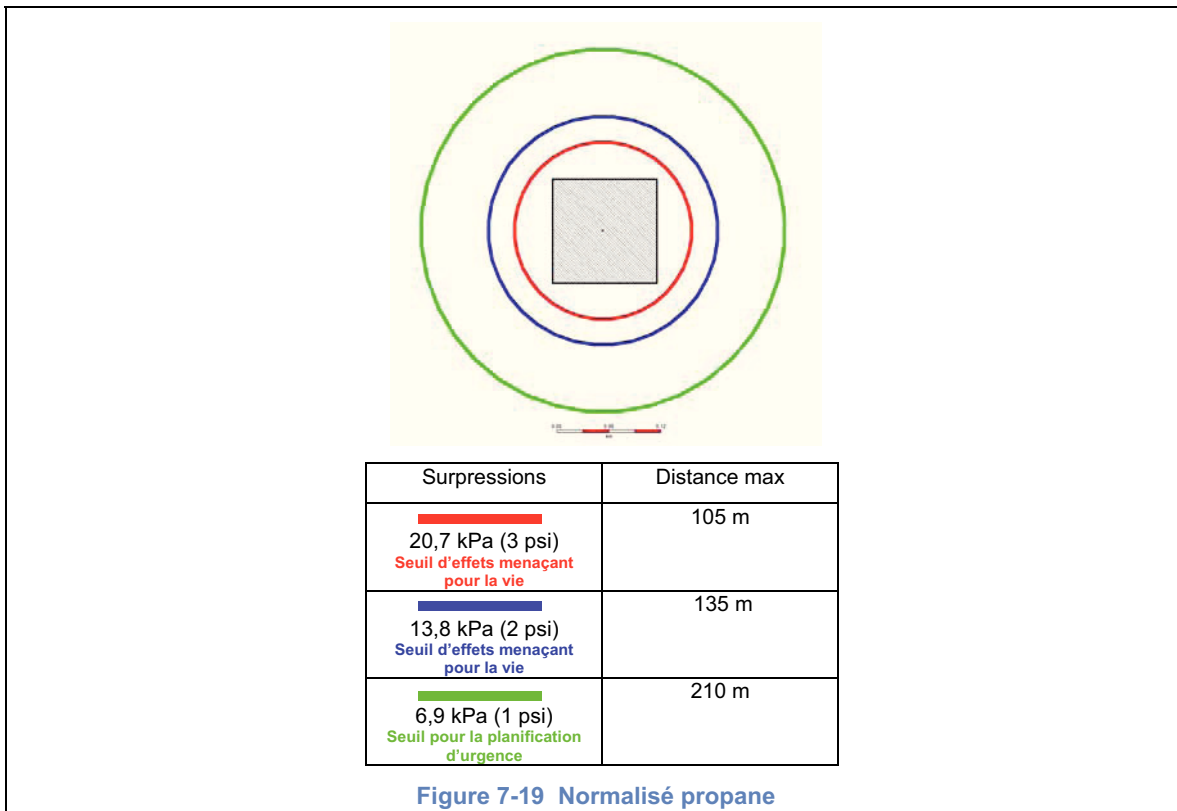


Figure 7-19 Normalisé propane

7.2.4.2 Scénario alternatif

Le scénario simulé est un BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion) d'un réservoir de propane. Cet événement peut se produire lorsqu'un contenant pressurisé de gaz liquéfié est chauffé par une flamme. La chaleur du feu réchauffe le liquide et augmente la pression. Bien que la soupape de sécurité prévienne la surpression du contenant en conditions normales, lors d'un incendie, le métal au-dessus du niveau de liquide surchauffe et s'affaiblit. Éventuellement, le contenant se rupture et son contenu est projeté à l'extérieur avec explosion. Si le produit est inflammable, il s'enflamme instantanément produisant une boule de feu.

Hypothèses :

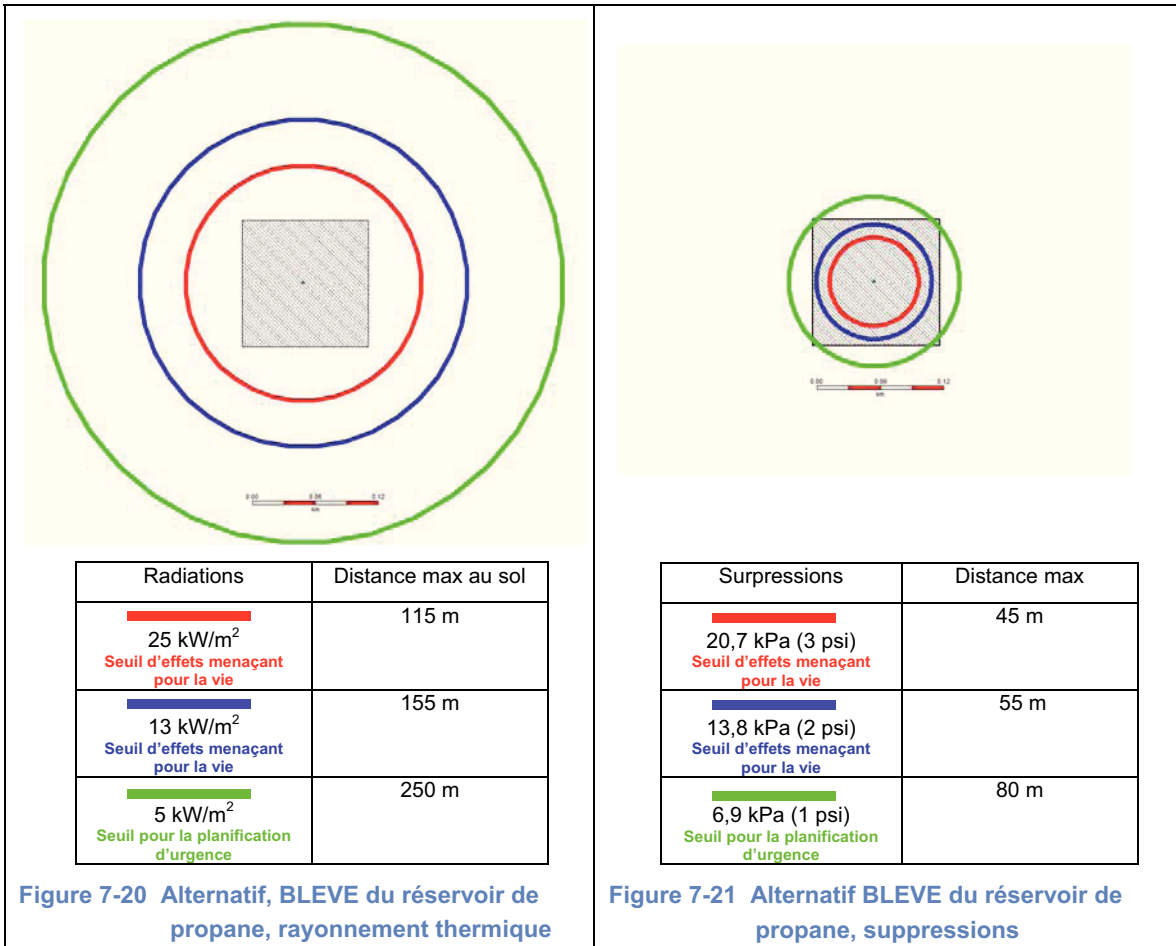
- Réservoir de 2 000 USG rempli à 80% (1 600 USG)

- La rupture du réservoir survient à la pression d'ajustement des soupapes de sûreté, soit 1 553 kPag (225 psig)

Conséquences modélisées :

- Rayonnement thermique de la boule de feu
- Suppression occasionnées par l'onde de choc

ALTERNATIF – BLEVE, RADIATIONS ET SURPRESSIONS



De ces simulations, il faut retenir que le déversement instantané (scénario normalisé) d'un réservoir de propane de 2 000 USWG et l'allumage du nuage de gaz produirait une explosion et une surpression de 6,9 kPa à 210m. En cas d'incendie et de BLEVE de ce réservoir, la boule de feu pourrait causer un rayonnement thermique de 5 kW/m² à 250m du puits et une surpression suite à l'explosion du réservoir de 6,9 kPa à 80m.

8 Risques individuels et collectifs

Le développement à grande échelle des gaz de schiste pose plusieurs risques pour l'environnement, la santé et la sécurité des personnes. Certains de ces risques (i.e.

émissions atmosphériques) sont similaires à ceux posés par le développement conventionnel du gaz naturel et leur nature est bien connue. Certains risques associés à l'exploitation des gaz de schiste sont nouveaux: fracturation hydraulique à haute pression par de grands volumes d'eau avec produits chimiques, sismicité induite par la fracturation hydraulique, très grand nombre de puits pour exploiter la ressource. Certains risques sont moins bien connus dont ceux reliés à la qualité de l'eau, aux émissions de gaz à effets de serre, à l'impact sur le territoire d'un très grand nombre de puits et sur la santé et la sécurité des personnes. Il y a d'importantes lacunes en information ce qui rend difficile la quantification des conséquences et des fréquences et probabilités associés à ces risques. Les fréquences d'événements non désirés qui pourraient être développées pour un champ gazier donné sont difficilement transposables à un autre champ à cause des différences géologiques. Il est donc risqué d'établir les risques individuels et sociétaux en fonction de données peu fiables. Il est à notre avis inapproprié de baser les décisions sur les risques individuels et collectifs. À notre connaissance, la plupart des juridictions basent leurs décisions pour les distances de séparation entre les puits et les immeubles sur une analyse déterministe des risques, c'est-à-dire que les distances de séparation entre les résidences de personnes, les puits d'eau potable, les cours d'eau ou lac, sont préétablies.

9 Gestion des risques technologiques

Ce chapitre traite des principes de base afférant à la gestion des risques technologiques.

En premier lieu, il y a lieu de décliner les facteurs qui entrent dans l'appréciation des risques technologiques associés à l'exploitation des gaz de schiste:

- Le très grand nombre de puits nécessaires à l'exploitation de la ressource;
- L'utilisation de grands volumes d'eau et de produits chimiques nécessaires à la fracturation de la roche;
- Les défis associés à la cimentation des puits et des coffrages pour prévenir la migration du gaz naturel et des fluides de forage et de fracturation vers les aquifères d'eau potable avec détérioration de la qualité de ces eaux et problèmes potentiels de sécurité publique;
- L'incertitude associée à la détérioration des ciments des puits et des coffrages sur une très longue période pour un très grands nombre de puits;
- Les défis associés à la prévention et à l'atténuation des conséquences des déversements des fluides de forage, de fracturation et de production;
- Les défis associés à l'identification et au choix des sites géologiques basés sur une évaluation des structures géologiques, à la présence de failles et à

- l'incertitude associée à la présence à long termes des fluides de fracturation dans le sous-sol;
- La toxicité potentielle de certains additifs chimiques utilisés dans la formulation des fluides de forage et de fracturation hydraulique;
 - Le transport des équipements, matériaux, produits chimiques, eau et résidus vers ou en provenance du site du puits conduisant à des impacts sur la circulation de véhicules sur des routes non prévues pour un tel volume de circulation et sur la sécurité publique;
 - L'utilisation d'équipements et de pompes qui développent des pressions très élevées avec potentiel de causer des blessures ou pertes de vie en cas de bris;
 - Le potentiel d'éruptions accidentelles de puits suite à des pressions soudaines très élevées, à des bris d'équipements, de tuyauterie conduisant à la libération quasi instantanée de gaz naturel et de fluide de forage ou de fracturation hydraulique et au développement et à la formation sur le site et hors site de nuages de gaz explosifs, d'incendie, d'explosion avec potentiels de blessures et pertes de vies.

Tous ces facteurs conduisent à des risques technologiques ayant des impacts sur l'environnement et la sécurité publique qui nécessitent le développement d'approches intrinsèquement plus sécuritaires. Ces approches pour la conception des systèmes intrinsèquement plus sécuritaires sont regroupées en quatre stratégies distinctes :

<i>Minimiser</i>	Utiliser des concentrations plus faibles de produits chimiques, amener sur le site les produits à hauts risques en concentration plus faibles, éviter la dilution de ces produits sur le site;
<i>Substituer</i>	Remplacer les substances dangereuses par des produits chimiques verts. (All Consulting 2012) Les produits chimiques verts se dégradent en substances non-toxiques après leur utilisation. Ces produits chimiques verts réduisent le potentiel de dangers en surface et en sous-sol au moment de la fracturation hydraulique et dans le futur;
<i>Modérer</i>	Utiliser des conditions moins dangereuses, ou une forme moins dangereuse de la substance pour réduire l'impact;
<i>Simplifier</i>	Concevoir des installations qui éliminent les complexités qui ne sont pas nécessaires, ce qui va diminuer le potentiel d'erreurs et des installations qui sont tolérantes aux erreurs.

9.1 Le principe ALARP

L'objectif primordial en matière de gestion du risque consiste à réduire les risques à leurs niveaux les plus bas réalisables tout au long de la durée de vie des installations. Les niveaux les plus bas réalisables sont définis par le principe ALARP (As Low as Reasonably Practicable ou «aussi bas qu'il est raisonnablement possible de faire»). Le

principe ALARP est illustré à la Figure 8.1. Il est largement utilisé et reconnu par les autorités compétentes dans le domaine de la manutention des matières dangereuses et dans les opérations de forage en Mer du Nord. (Lacoursière 2010)

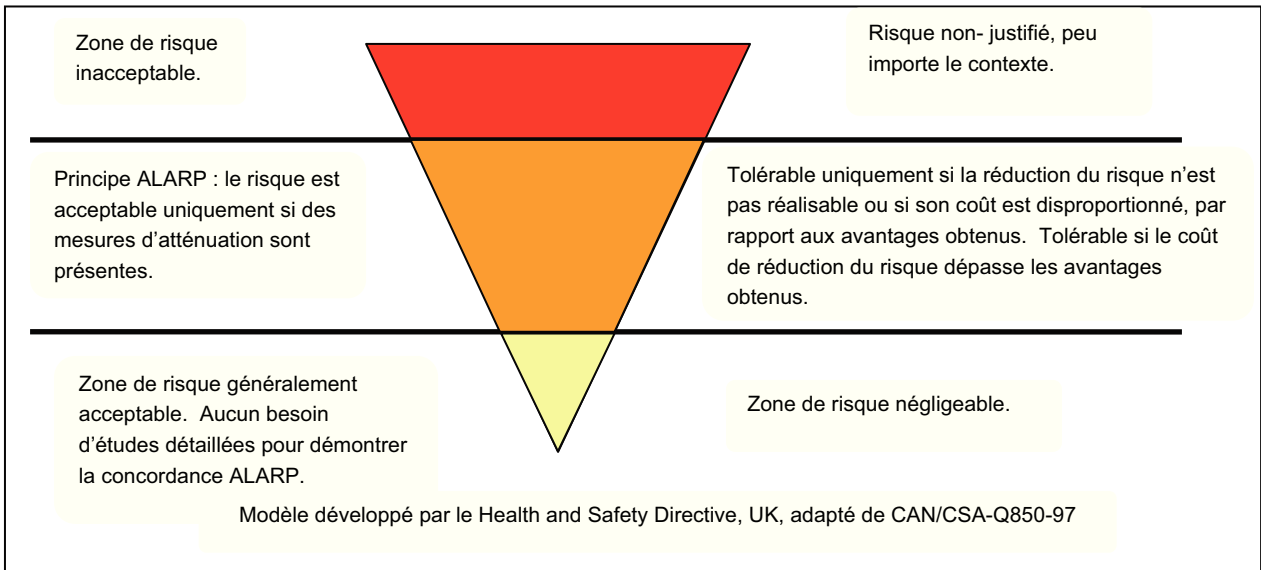


Figure 9-1 Principe ALARP

9.2 Les fondements de la gestion des risques technologiques

Les concepts de prévention, préparation, rétablissement, mesure de la performance et information et concertation sont, selon le Conseil Canadien des Accidents Industriels Majeurs mis en place au début des années 1990 par le Gouvernement canadien, essentiels pour la gestion des risques. La Figure 9-2 présente les fondements sur lesquels les systèmes de gestion des risques peuvent être construits pour un développement durable. (Lacoursière 2010)

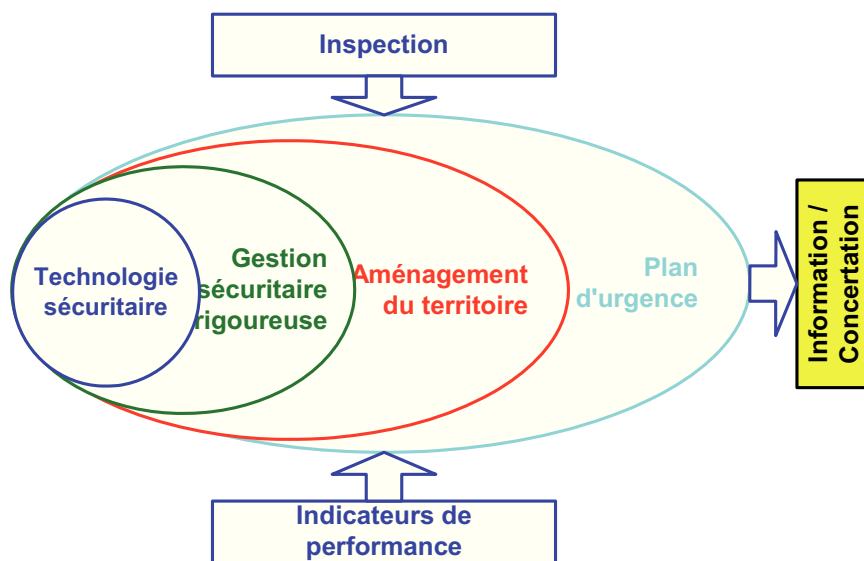


Figure 9-2 Fondement de la gestion des risques technologiques pour les gaz de schiste

Ces fondements de la gestion des risques technologiques sont décrits dans les paragraphes qui suivent:

- **Technologie sécuritaire:** L'équipement doit être judicieusement conçu, installé en conformité avec les devis, et conserver sa fiabilité jusqu'à ce qu'il soit retiré de service. Plusieurs normes, dont certaines sont obligatoires, existent pour les gaz de schistes dont celles de l'American Petroleum Institute (API), des appareils sous pression et des conduites et canalisations de la Régie du Bâtiment du Québec.
- **Gestion sécuritaire et rigoureuse:** La gestion sécuritaire et rigoureuse des équipements et procédés liés à l'exploration et à l'exploitation des gaz de schiste requière la mise en place d'un système de gestion holistique et rigoureux de la sécurité. (CSA 1997), (CSA 2010), (CSA 2010A) La gestion de la sécurité opérationnelle (OSHA 1992) est le système qui est généralement utilisé en Amérique du Nord. Il trouve son pendant dans le Bulletin 75L de l'API «*Guidance Document for the Development of a Safety and Environmental Management System for Onshore Oil and Natural Gas Production Operations and Associated Activities*». (API 75L)
- **Aménagement du territoire:** Il y a lieu de définir un espace minimum de séparation entre le générateur de risque et les récepteurs. Le forage des puits de gaz de schistes et leur développement doivent refléter les conditions locales et régionales y incluant l'aménagement du territoire et les risques environnementaux.
- C'est le rôle de l'État de définir cet espace à partir des effets des pertes de confinement potentielles de substances dangereuses des divers équipements utilisés dans l'exploration et l'exploitation éventuelle des gaz de schiste.
- **Plan d'intervention d'urgence :** Les conséquences d'une fuite d'hydrocarbures, d'un incendie, d'une explosion ou d'une contamination de l'eau peuvent être grandement réduites lorsqu'un plan d'urgence complet est en place et opérationnel. Les plans d'intervention d'urgence canadiens contiennent habituellement quatre volets:
 - Prévention: mesures mises en place lors de la conception des installations pour prévenir l'occurrence d'accidents ou d'événements non désirés (réduction de la probabilité d'occurrence);
 - Préparation: mise en place de mesures pour intervenir en cas d'accidents ou d'événements non désirés pour en atténuer les conséquences. La préparation fait appel à l'élaboration de plan d'urgence, d'aménagement du territoire et de communication avec le public. La mise à l'essai régulière des plans et mesures via des exercices est une composante essentielle de la préparation;

- Intervention: Mesures déployées en cas d'accident ou d'événements non désirés pour réduire au minimum les conséquences nuisibles pour la santé, l'environnement et les biens;
- Rétablissement: Activité d'évaluation des dommages, de nettoyage et de retour à la situation d'avant l'accident. Le retour d'expérience, i.e. les leçons à tirer d'un accident qui vient de se produire, est aussi une composante essentielle du rétablissement car il permet d'ajuster les mesures de prévention et d'atténuation pour en éviter la récurrence.
- **Inspection:** Contrôle effectué par les pouvoirs publics. Une ou plusieurs autres parties (par exemples des tierces parties) peuvent participer à l'inspection au nom des pouvoirs publics.
- **Mesure de la performance:** Évaluation du niveau de sécurité fondé sur les aspects rétrospectifs (événements non désirés qui sont survenus) et prospectifs (prévision d'une altération du niveau de sécurité) destinée à appliquer des mesures correctives pour prévenir les accidents et les événements non désirés.
- **Information et concertation:** L'engagement du public est nécessaire, non seulement pour informer les riverains du développement mais aussi pour recevoir leurs suggestions et recommandations sur ce qui doit être protégé, refléter leurs préoccupations et mériter leur confiance.

9.2.1 Technologies sécuritaires

L'extraction et le développement des gaz de schiste impliquent plusieurs activités et technologies. Plusieurs de ces technologies sont bien en place dans l'industrie du pétrole et du gaz. Les puits représentent un élément primordial pour la sécurité. Il est particulièrement important d'assurer leur intégrité considérant les conséquences qui peuvent découler d'une perte de confinement et du grand nombre de puits, ce qui augmente la probabilité d'anomalies et la multiplication des conséquences dans plusieurs endroits donnés.

Les puits

Le maintien de l'intégrité des puits prévient les fuites de méthane, de fluides de fracturation et le retour de l'eau de la formation dans l'environnement y incluant le sous-sol. C'est la mesure la plus importante pour protéger l'eau souterraine. (The Royal Society and the Royal Academy of Engineering 2012) (All Engineering 2012)

La gestion de la sécurité utilise le concept de barrières multiples; dans le contexte des gaz de schistes, des barrières physiques (i.e. plusieurs coffrages, membrane de ciment, senseurs de pression, senseurs de débits, limiteur d'éruption accidentelle) servent à prévenir le flux non contrôlé de gaz et de fluide dans l'environnement. Des barrières non physiques (i.e. procédures pour le forage, le cimentage, et la stimulation, procédures d'exploitation et de maintenance, formation, essais et inspections) sont en place. Il y a

donc plusieurs barrières indépendantes, la prémisse est que si une barrière ne fonctionne pas, les autres sont en place pour assurer l'intégrité du puits. (Hopkins 2012), (Annexe 4), (Tableau 11-1)

L'importance de maintenir l'intégrité des puits est universellement reconnue, mais les défis pour assurer cette intégrité sont souvent minimisés bien qu'il soit établi depuis longtemps que : (1) les joints hermétiques en ciment sont difficiles à mettre en place (Cooke et al., 1993) (Dusseault et al., 2000) et à en faire l'épreuve; (2) les joints hermétiques en ciment se détériorent avec le temps. Cette incertitude à propos des joints hermétiques en ciment concerne tous les puits de gaz et de pétrole. Cependant, ce sont les préoccupations du public qui ont amené cet enjeu à l'avant-scène. Ce problème de fuites est amplifié dû au fait que l'exploitation des gaz de schiste requière un grand nombre de puits et que ces puits sont souvent près des populations et que ces puits subissent plusieurs cycles de mise en pression et dépressurisation, ce qui peut altérer le ciment.

La technique pour assurer l'intégrité des puits comporte quatre éléments: (1) mise en place du ciment pour assurer un scellement complet et continu de l'espace annulaire choisi; (2) diaggraphie; (3) surveillance en surface et en sous-sol pour détecter et mesurer les fuites; (4) développement d'autres méthodes de scellement pour réparer ou remplacer les joints de ciment endommagés.

La première étape pour réduire le risque de court-circuiter le gaz et les fluides de forage et de fracturation dans le réseau de fractures perméables du roc serait de cimenter complètement l'espace annulaire entre le tube de production et les coffrages de la zone de production de gaz de schiste jusqu'à la surface du sol. Cette opération est difficile à réaliser. De plus l'évaluation de l'intégrité du joint cimenté présente un défi. La diaggraphie conventionnelle ne détecte pas certains types d'anomalies. (Dusseault et al. 2000). Des méthodes plus sophistiquées sont requises. Une autre façon de vérifier l'intégrité du joint cimenté est de mesurer le taux de fuite en tête du puits. Il faut noter que cette méthode ne prendra pas en compte ce qui fuit à l'extérieur des coffrages, ce qui est le chemin le plus probable de migration des gaz et celui qui contribuera à la contamination des aquifères d'eau potable. The Royal Society – Royal Academy of Engineering (2012) rapporte que la surveillance de la migration des gaz à l'extérieur des puits peut se faire à l'aide de puits de surveillance forés en périphérie de l'aire de forage.

L'Alberta Energy Regulator a proposé d'exiger des opérateurs qui souhaitent développer des ressources d'hydrocarbures non conventionnelles la présentation d'un plan destiné à assurer l'intégrité des puits qui couvre les points suivants (ERCB 2012) :

- Faire la conception des puits pour le type de service envisagé;
- Mettre en place un plan de gestion des puits dans la zone à exploiter qui prend en compte l'intégrité des puits, les risques durant le forage, la complétion, la stimulation, l'injection et la mise hors service;

- Effectuer l'évaluation de la propagation des fractures par simulation 3-D et documenter la façon dont la simulation est effectuée;
- Identifier les méthodes utilisées pour confirmer l'intégrité des puits;
- Présenter le plan de contingences qui sera appliqué en cas de perte d'intégrité des puits; et,
- Démontrer que les ressources pour appliquer ce plan sont en place.

Ces règles de l'art édictées par l'Alberta devraient être spécifiquement mentionnées dans la réglementation québécoise appropriée.

Il faut aussi se préoccuper des puits abandonnés qui pénètrent dans la formation de schiste qui sera fracturée. Ces puits peuvent présenter des chemins conduisant à la contamination des nappes phréatiques ou l'éruption accidentelle de fluides lors de la fracturation.

9.2.2 Gestion rigoureuse des risques et sécurité opérationnelle

La gestion de la sécurité (incluant les plans d'intervention en cas d'urgence) est habituellement utilisée en Amérique du Nord pour assurer la sécurité du public et la protection de l'environnement (OSHA 1992) (EPA 1996) (Lacoursière 2010). L'application des meilleures technologies et pratiques peuvent grandement réduire les risques provenant de l'exploitation des gaz de schiste pour l'environnement et pour la santé et sécurité des personnes mais ces risques ne sont pas causés seulement par une utilisation inappropriée de la technologie. Les systèmes de gestion inadéquats contribuent aussi aux risques; il est donc important d'assurer la performance de ces systèmes de gestion.

Les défis que représentent les risques environnementaux et ceux reliés à la santé et sécurité des personnes auxquels fait face l'industrie des gaz de schiste ne sont pas uniques à cette industrie mais ce cas particulier de leur gestion est complexe car il faut coordonner plusieurs acteurs. Le forage, la complétion et la fracturation hydraulique d'un puits implique plusieurs entrepreneurs pour forer le puits, le cimenter, le fracturer, livrer les fournitures sur le site et en transporter les résidus. Tous sont impliqués à un niveau plus ou moins important pour assurer la sécurité des opérations et tous doivent souscrire aux procédures qui ont été adoptées.

Plusieurs autres industries (produits chimiques, raffineries de pétrole, mines, etc.) utilisent des technologies et produits dangereux, gèrent des résidus industriels, et construisent des infrastructures et ont développé des systèmes pour gérer les risques associés à ces opérations. L'expérience vécue par ces industries démontre que la gestion rigoureuse des risques doit être basée sur l'identification, la quantification et la documentation des exigences fonctionnelles de performance et la réduction des risques à un niveau aussi bas qu'il est raisonnablement pratique de faire (ALARP) pour la durée de vie complète du site. (OCDE 1992) (OCDE 2003)

Plus spécifiquement, un système rigoureux pour la gestion des risques doit inclure les éléments suivants bien que la nomenclature et la présentation peuvent varier en fonction des industries : (Lacoursière 2010)

1. La création et le développement d'une culture de sécurité et de protection de l'environnement qui mobilise l'entreprise au complet (McKay, Lacoursière 2008)
2. Un processus d'identification des dangers et d'appréciation des risques qui prend en compte la probabilité (vraisemblance) de survenir d'un événement et la gravité des conséquences;
3. Un système de gestion des risques qui couvre les activités et responsabilités tel que décliné dans ce qui suit :
 - Les procédures de gestion des changements pour contrôler les dangers associés aux changements des installations / aux procédures de forage, cimentage, fracturation hydraulique / aux procédures normalisés / au personnel afin de prévenir l'introduction de nouveaux dangers et conserver l'information à jour;
 - Les procédures normalisées d'opération, fournissant la liste complète des étapes à suivre pour exécuter une tâche donnée et décrivant la façon d'exécuter ces tâches et leur séquence;
 - Les pratiques de travail sécuritaire pour les tâches routinières;
 - La gestion des entrepreneurs pour s'assurer qu'ils sont informés des risques associés aux installations et aux règles de sécurité et de protection de l'environnement à appliquer;
 - La formation pour donner aux employés de l'installation et aux entrepreneurs, les informations et habilités dont ils ont besoin pour accomplir leurs tâches et protéger l'environnement;
 - Les procédures pour assurer que l'équipement critique et les structures sont conçus, construits, vérifiés, inspectés, surveillés, et maintenus tel qu'il est recommandé par les manufacturiers et les normes industrielles en fonction de leur utilisation particulière;
 - La revue de la disponibilité et de la sécurité des équipements avant l'utilisation d'un nouvel équipement ou après un arrêt prolongé;
 - Un processus formel pour rapporter et enquêter les événements accidentels, y incluant de déterminer comment et pourquoi chaque accident est survenu et les recommandations pour en prévenir la répétition;
 - Un plan d'intervention d'urgence pour assurer que le personnel est constamment au courant des risques et sait quoi faire lorsque les choses ne vont pas comme prévu. Un tel plan doit être intégré à ceux de la collectivité et des organismes publics;

- L'identification des lois, règlements, normes applicables aux installations à être gérées; des vérifications régulières pour assurer la conformité et la mise en application d'un processus d'amélioration continu.
4. Un système de gestion de la performance y incluant des indicateurs de performance pour suivre la performance en sécurité opérationnelle et protection de l'environnement. Ces indicateurs permettront à la collectivité, au gouvernement et à l'industrie de déterminer:
 - Si les objectifs environnementaux et en sécurité sont atteints;
 - L'efficacité des outils et processus réglementaires;
 - Les opportunités d'amélioration.
 5. Un système de contrôle pour assurer la conformité aux lois, règlements et pratiques recommandées. Un tel système inclut habituellement une série de mesures telles que les rapports obligatoires, les inspections, la formation, les audits et les vérifications. La surveillance des opérations dangereuses est importante pour protéger la santé et la sécurité des personnes et l'environnement. La publication de pratiques recommandées pour la gestion des risques des développements et opérations associés au gaz de schiste (DNV 2013) fournit une référence pour la vérification par des tierces parties.

9.2.3 Planification régionale

Le troisième élément du cadre de gestion du développement des gaz de schistes est la planification régionale. L'Alberta, la Colombie Britannique et l'Agence internationale de l'énergie ont tous reconnu le besoin de prendre une approche régionale pour gérer les effets cumulatifs du développement des gaz de schiste. Dans sa réglementation proposée, l'Alberta reconnaît qu'une planification efficace peut réduire le nombre d'infrastructures requises et en faire une utilisation plus efficace. (ERCB 2012) L'Alberta encourage donc les exploitants de gaz de schiste à élaborer un plan commun de développement pour fins d'approbation réglementaire et favorise le forage de plusieurs puits horizontaux à partir d'un même site de forage. L'augmentation du nombre de puits par site de forage conduit à une réduction du nombre de sites pour exploiter un réservoir de gaz et du nombre de routes et autres infrastructures réduisant ainsi la surface de terrain utilisé et les impacts sur l'environnement.

L'Agence internationale de l'énergie indique qu'une meilleure connaissance des structures géologiques peut réduire le nombre de puits forés, l'impact sur l'environnement et augmenter la sécurité pour les personnes.

9.2.4 Engagement du public

L'expérience qui se dégage des grands projets (pipelines, sites de production d'énergie éolienne, etc.) montre qu'il faut mettre en place un processus de communication qui permette au public de contribuer aux prises de décisions. Il est important que ce

processus soit transparent. Il faut un partage des informations sur les impacts sur l'environnement et les risques pour la santé et la sécurité sans minimiser ces risques mais en démontrant clairement que tout sera mis en place pour les maîtriser.

9.2.5 Pratiques de bon voisinage

Cet élément est prévu pour réduire les inconvénients durant les opérations d'exploitation de gaz de schiste. Il inclut des activités tel que :

- Assurer la sécurité du public;
- Réduire les nuisances tel que le bruit, la poussière et l'éclairage;
- Respecter les autres teneurs d'enjeux;
- Prendre des précautions pour protéger les animaux domestiques et sauvages;
- Garder l'équipement en bonne condition;
- Conduire les véhicules de façon sécuritaire, et;
- Rapporter les dommages causés par des tierces parties.

Plusieurs entreprises et associations industrielles reconnaissent l'importance de se comporter comme membres responsables de la collectivité et ont développé des pratiques et guides pour supporter cette activité. (CAPP 2012)

10 Recommandations spécifiques

Ce chapitre comporte des recommandations spécifiques sur le système de gestion des risques technologiques, de la culture de sécurité, des facteurs humains, y incluant le plan d'intervention d'urgences et les moyens spécifiques d'intervention et d'atténuation. Les recommandations qui sont décrites dans les paragraphes qui suivent sont basées sur les Exigences de dépôt relatives aux opérations de forage sur terre utilisant la fracturation hydraulique (ONE 2013), les directives spécifiques de l'Alberta Energy Regulator (AER 2006), (AER 2006A), (AER 2010), (AER 2010A) les Règles pour l'industrie (NB 2013), les pratiques recommandées de la Canadian Association of Canadian Producers (CAPP 2008) et de l'American Petroleum Institute.

Il est recommandée que la réglementation québécoise afférant aux gaz de schiste s'inspire de la réglementation albertaine qui est considérée par plusieurs comme une des meilleures au monde. L'Office National de l'Énergie par sa référence à la culture de sécurité et à l'obligation que l'exploitant a de démontrer la présence de culture de sécurité est particulièrement prometteuse. L'Association Canadienne des Fabricants de Produits Chimiques a inventé le concept de Gestion Responsable^{md}. Les résultats ont été remarquables à tel point que plusieurs pays ont mis en place ce concept et ont imité le Canada. Il y a lieu que le gouvernement du Québec par sa réglementation en matière

de gaz de schiste favorise le développement d'un tel concept de gestion de la sécurité, de l'environnement et du bon voisinage.

10.1 Systèmes de gestion

Un système de gestion doit être en place pour :

- intégrer les systèmes opérationnels et techniques et la gestion des ressources humaines et financières afin de garantir la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement;
- garantir la conformité aux lois et règlements applicables;
- traiter des plans, programmes, manuels et systèmes exigés aux termes des lois et règlements;
- être adapté à l'importance, à la nature et à la complexité des activités autorisées en vertu des lois et règlements, ainsi qu'aux dangers et risques connexes;
- servir d'assise solide pour une culture de sécurité omniprésente, soutenue vigoureusement par la haute direction, rigoureusement documentée, connue de tous les employés affectés à la sécurité et à la protection de l'environnement, et constamment mise en pratique sur le terrain.

10.2 Mise en œuvre du système de gestion

Le processus de mise en place du système de gestion doit être décrit avec suffisamment de détails pour démontrer que;

- Le programme est pleinement mis en œuvre et appliqué à tous les paliers de l'organisation afin de garantir la sécurité, la sûreté et la protection de l'environnement;
- Tous les dangers qui peuvent menacer la sécurité et l'intégrité des travaux de forage, y compris ceux qui tiennent à des facteurs humains, ont été recensés et atténués.

10.3 Culture de sécurité

Le système de gestion doit être décrit par l'exploitant avec suffisamment de précision pour prouver l'engagement et le soutien de l'organisation en faveur de la création et du maintien d'une culture de sécurité positive, y incluant :

- Les engagements, énoncés de politique, pratiques et programmes qui soutiennent le renforcement continu de la culture de sécurité au sein de l'organisation, de même que chez les entrepreneurs, sous-traitants et fournisseurs de service, ainsi que chez toutes les autres personnes susceptibles de travailler avec l'exploitant ou pour le compte de celui-ci;

- La démonstration de l'engagement de la haute direction à promouvoir une culture de sécurité et sa volonté de répondre du bilan de sécurité de l'organisation;
- La façon dont les travailleurs seront amenés à participer activement à la gestion de la sécurité tout au long du projet;
- La façon dont l'exploitant incite les travailleurs à signaler les menaces pour la sécurité, les risques, les quasi-accidents et les incidents, sans craintes de représailles.

10.4 Facteurs humains

Le système de gestion doit être décrit avec suffisamment de précision pour démontrer que les facteurs humains ont été pris en compte, y incluant :

- La prise en compte du rendement humain dans la planification du projet et les évaluations de risques;
- Les difficultés particulières auxquelles les activités de forage confrontent l'être humain.

10.5 Leçons retenues

Le système de gestion doit être décrit avec suffisamment de précision pour démontrer que les leçons tirées d'incidents et de quasi-accidents, survenus au sein de l'organisation ou à l'extérieur, ont été incorporés dans les politiques, les processus et les procédures et assurent une amélioration continue, y incluant :

- La description du processus d'enquête d'accidents et de quasi-accidents pour en tirer des leçons pour en éviter la répétition.
- La description du processus par lequel les leçons tirées des incidents et quasi-accidents survenus dans l'organisation ou dans l'industrie sont incorporées dans le système de gestion.
- La description de la façon dont les leçons retenues seront communiquées à tous les travailleurs pour s'assurer qu'ils connaissent les menaces et les dangers possibles ainsi que les solutions.

10.6 Plan de sécurité

Le plan de sécurité doit renfermer avec suffisamment de précision les procédures, les pratiques, les ressources, les principales activités liées à la sécurité et les mesures de surveillance nécessaires pour garantir la sécurité des activités concernées.

10.7 Plan d'appréciation et de gestion des risques

Le plan d'appréciation et de gestion des risques décrit le processus d'appréciation et de gestion des risques avec suffisamment de précisions pour démontrer que:

- Des processus efficaces sont en place pour cerner les menaces et les dangers pour la sécurité et l'environnement, déterminer et choisir les mesures d'atténuation nécessaires, ainsi qu'évaluer et contrôler les risques connexes;
- Toutes les mesures voulues sont prises pour assurer que les risques pour la sécurité et la protection de l'environnement ont été prises en compte pour l'activité projetée, étant donnée l'interaction entre les éléments en jeu, notamment les structures, le matériel, l'équipement, les procédures d'exploitation et le personnel;
- Un résumé est fourni des études réalisées pour cerner les menaces et les dangers et évaluer les risques pour la sécurité et l'environnement liés aux activités projetées;
- Une description est fournie des processus et procédures employés pour déterminer et choisir toutes les mesures voulues pour maîtriser les risques pour la sécurité et l'environnement liés aux activités projetées;
- Une description est fournie du cadre d'évaluation des risques employés pour établir les niveaux de risques acceptables pour les activités proposées;
- Une description est fournie des critères utilisés pour décider ce qui constitue et ce qui ne constitue pas une mesure raisonnable;
- Une description est fournie des dangers cernés et des résultats de l'analyse de risques;
- Un résumé est fourni des mesures pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques pour la sécurité;
- Une liste est fournie des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes qui sont essentiels à la sécurité et à la protection de l'environnement, ainsi qu'un résumé du système en place pour veiller à leur inspection, essai et entretien;
- Une description des menaces et des dangers critiques pour la sécurité cernés à toutes les étapes ou phases des activités projetées, de la conception jusqu'à l'achèvement des travaux, y compris ceux qui touchent :
 - a. L'intégrité de l'installation et de l'unité de forage;
 - b. L'intégrité du puits;
 - c. Le contrôle du puits; et,
 - d. Les opérations de fracturation hydrauliques.

10.8 Plan de protection de l'environnement

Le plan de protection de l'environnement doit renfermer suffisamment de précision pour montrer :

- Une compréhension du genre d'interactions qu'il y aura entre les activités et l'environnement;

- L'existence des procédures, pratiques, ressources et mesures de surveillance nécessaires pour gérer les dangers pour l'environnement et protéger celui-ci des répercussions des activités projetées, notamment les effets potentiels sur les eaux souterraines;
- Une intégration des dangers et des risques environnementaux prévus, y compris les mesures de prévention et d'atténuation énoncées dans l'évaluation environnementale;
- Un résumé des études réalisées pour cerner les dangers pour l'environnement et évaluer les risques liés aux opérations projetées;
- Une identification des sources d'approvisionnement en eau douce et en eau saline, en précisant leurs volumes, nécessaires pour les opérations de forage, de fracturation hydraulique, de complétion de puits et d'essai d'écoulement de formation ainsi que de production, et fournir une analyse des effets sur l'environnement et sur les résidents et les collectivités de la région;
- Un plan d'assurance de la qualité de l'eau indiquant comment on entend analyser, protéger et surveiller la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines des rejets planifiés et non autorisés par suite du forage, de la fracturation hydraulique, du brûlage à la torche et de l'essai d'écoulement de formation, ainsi que les activités liées à la suspension de l'exploitation ou à l'abandon des puits et des activités de production;
- Un plan pour réduire au minimum les effets sur l'environnement des émissions atmosphériques, découlant de l'accès au site, de la manutention et de l'entreposage des fluides produits, notamment des fluides de formation et de reflux, du brûlage à la torche et des essais d'écoulement de formation;
- Un plan d'assurance de la qualité de l'air, indiquant comment on entend analyser, protéger et surveiller les effets des rejets planifiés et fugitifs ou des autres rejets non autorisés résultant du forage, de la fracturation hydraulique, du brûlage à la torche et des essais d'écoulement de formation, de l'entreposage des liquides produits, notamment les fluides de formation et de reflux, ainsi que les activités liés à la suspension de l'exploitation ou à l'abandon des puits et des activités de production;
- Une précision des volumes d'eau qui seront recyclés, réutilisés comme fluide de fracturation, transportés à l'extérieur de la région pour être éliminés à l'aide d'une méthode approuvée;
- Une liste des dangers cernés pour l'environnement et les résultats de l'évaluation des risques découlant de ces dangers;
- Une description des mesures choisies pour prévoir, éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques pour l'environnement.

10.9 Plan de gestion des résidus

Le terme «résidus» s'entend des détritiques, rebuts, eaux usées, fluides résiduels ou autres matériaux inutilisables produits au cours des activités de forage, de complétion de puits, de fracturation hydraulique, d'essai d'écoulement de formation et des travaux relatifs à un puits ou de production, y compris les déblais de forage, les fluides de forage et de complétion usés ou excédentaires, les fluides de fracturation hydrauliques et les fluides produits, dont les fluides de formation et de reflux. Il est attendu de l'exploitant qu'il prenne toutes les mesures voulues pour réduire au minimum la quantité de résidus produits durant l'exploitation et la quantité de substances éventuellement préoccupantes pour l'environnement que ces résidus contiennent.

- La description doit comprendre un plan complet et adéquat de gestion des résidus évacués.

10.10 Plan d'intervention d'urgence en cas de perte de confinement

Le plan d'intervention d'urgence en cas de perte de confinement doit renfermer les procédures à suivre lors d'une intervention pour atténuer les conséquences pour l'environnement et la sécurité d'un déversement accidentel ou imprévu de substances dangereuses ou polluantes dans l'environnement. La pollution qui inclut les déversements s'entend aussi des cas où l'évacuation de matières associées à des activités approuvées excède les limites autorisées. Les plans d'urgence en cas de perte de confinement doivent fournir suffisamment de précision pour montrer que les systèmes, processus, procédures et capacités voulus seront en place afin de :

- Réduire au minimum les répercussions sur l'environnement naturel des rejets accidentels ou non autorisés;
- Protéger les travailleurs et le public;
- Décrire le pire scénario advenant la défaillance du confinement en surface ou souterrain des fluides de fracturation hydraulique, de formation ou de reflux;
- Décrire les conséquences du pire scénario;
 - a. Le débit estimatif;
 - b. Les propriétés du fluide déversé;
 - c. La quantité de fluide susceptible de s'échapper;
 - d. La quantité de fluide qui serait récupérée;
 - e. Les répercussions probables à courts termes sur l'environnement et les collectivités;
 - f. Le temps nécessaire pour reprendre le contrôle du puits dans les pires conditions envisageables;
- Décrire le pire scénario advenant une éruption accidentelle de gaz (méthane, hydrogène sulfuré, autres gaz) et définir les distances représentant des

concentrations dangereuses pour les personnes, des rayonnements thermiques dangereux suite à un incendie ou de surpressions dangereuses suite à une explosion;

- Présenter l'organigramme exposant la structure de commandement pour les interventions d'urgence et les postes des intervenants, ainsi que leurs fonctions ou responsabilités et l'obligation de rendre compte selon les divers paliers ou niveaux d'urgence;
- Décrire les moyens d'information préalable (bulletins, pamphlets) qui décrivent les moyens d'alerte, les actions à poser en cas d'alerte (évacuation, confinement sur place) pour les personnes pouvant être affectées par le pire scénario de perte de confinement;
- Définir les niveaux d'alerte et les actions à poser par l'exploitant des installations et les personnes exposées pour chaque niveau d'alerte;
- Décrire le processus et les procédures pour le confinement et la récupération, ou l'élimination et le nettoyage, des substances répandues;
- Décrire le processus de collecte, de manutention, de stockage et d'élimination des résidus anticipés dans divers scénarios de déversement, y compris la défaillance de confinement;
- Décrire le processus et les procédures pour signaler et surveiller tous les déversements, et faire rapport sur l'avancement des mesures d'intervention;
- Présenter les critères et les schémas de décision en prenant en compte les temps de déploiement des ressources et de leur intervention qui seront employés pour déterminer les mesures appropriées de lutte contre une perte de confinement;
- Exposer les critères et les méthodes de contrôle de l'efficacité de chaque stratégie et méthode d'intervention;
- Fournir une liste des équipements d'intervention, des matériaux et de l'équipement et du matériel de communication réservés et pouvant être aisément déployés, et indiquer les délais attendus de mobilisation et de déploiement sur le terrain;
- Exposer les exigences en matière de formation et les critères d'évaluation du personnel;
- Décrire l'étendue et la fréquence des exercices d'évaluation des compétences du personnel;
- Décrire l'étendue et la fréquence des exercices d'intervention en cas de déversement ou d'éruptions accidentelles menés avant et au cours d'exploitation qui visent à mettre la capacité d'intervention à l'épreuve et à vérifier plus à fond l'efficacité des stratégies et méthodes d'intervention, et les nouvelles techniques;

- Décrire comment les procédures d'intervention d'urgence seront coordonnées de manière appropriée avec les plans d'intervention des organismes municipaux et nationaux compétents ainsi que les ententes d'entraide. Inclure la mise en commun ou l'élargissement des ressources d'intervention;
- Traiter de l'appui, de l'équipement et de la formation en matière de la formation aux organismes d'intervention locaux;
- Exposer le plan de surveillance des effets négatifs sur le milieu naturel de déversements importants ou persistants;
- Expliquer les procédures pour décider des priorités de nettoyage parmi les composantes environnementales, physiques et socioéconomiques valorisées qui sont susceptibles d'être atteintes;
- Décrire les critères et les procédures pour la surveillance à courts termes et le signalement des effets sur le milieu naturel des mesures de lutttes contre les déversements.

10.11 Mesures de prévention spécifiques

Le Tableau 10.1 présente des mesures de prévention spécifiques pour assurer l'intégrité des puits, les distances de séparation entre les puits et les habitations et les équipements d'entreposage des fluides de formation et de reflux, trois sources importantes d'impact pour l'environnement tel que défini dans les réglementations de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et du Nouveau-Brunswick. Les données pour le Québec et la Nouvelle Écosse sont en développement.

Tableau 10-1 Mesures de prévention spécifiques pour l'exploitation des gaz de schiste

Exigences réglementaires		Colombie Britannique	Alberta	Nouveau Brunswick
Intégrité des puits	Longueur du coffrage de surface	<ul style="list-style-type: none"> • De la loi <i>Oil and Gas Activities Act</i> (B.C. Oil and Gas Commission, 2012): "Le coffrage de surface doit être mis dans une formation compétente à une profondeur suffisante pour fournir un ancrage compétent pour les équipements de prévention des éruptions accidentelles et pour assurer le contrôle des pressions anticipées du puits." 	<ul style="list-style-type: none"> • La longueur du coffrage de surface requis est calculée sur une base individuelle par puits en fonction de la pression du réservoir et la distance verticale exacte, mais au minimum doit être plus basse de 25m du fond du puits d'eau potable le plus profond dans un rayon de 200m. 	<ul style="list-style-type: none"> • Une profondeur d'au moins 25m sous toutes les strates qui contiennent de l'eau de surface (non salée) ou tel que calculé à l'aide de la formule de l'Alberta (Directive 008).
	Assemblage de coffrages requis	<ul style="list-style-type: none"> • Coffrage de surface, intermédiaire et de production requis. • L'espace annulaire doit être cimenté jusqu'à la surface. <i>Oil and Gas</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Un système de barrières simples ou doubles est permis. • Pour les systèmes à barrières doubles, la deuxième barrière doit 	<ul style="list-style-type: none"> • Coffrage de surface et de production requis. • «Tous les puits ... doivent être conçus pour fournir des barrières primaires et secondaires

Exigences réglementaires		Colombie Britannique	Alberta	Nouveau Brunswick
		<p><i>Activities Act</i> (B.C. Oil and Gas Commission, 2012): «Lorsqu'un puits est foré ... on doit s'assurer que le prochain coffrage est cimenté jusqu'à la surface si le coffrage de surface n'est pas prolongé sous la base de toutes les strates poreuses qui contiennent de l'eau de surface qui est utilisable jusqu'à une profondeur minimale de 600 m.»</p>	<p>être placée et cimentée dans la roche-couverture avant de forer la latérale. (Alberta Energy Regulator, 2013).</p> <ul style="list-style-type: none"> Lorsqu'un triple coffrage n'est pas utilisé, il y a des exigences additionnelles pour surveiller l'intégrité des coffrages (i.e. l'exploitant doit être en mesure de démontrer l'intégrité du coffrage et du ciment durant les opérations de fracturation). 	<p>de protection durant les opérations de stimulation par l'utilisation de la combinaison des coffrages intermédiaires et de production, d'une doublure, d'une colonne de production.</p>
	Diagraphie	<ul style="list-style-type: none"> Une diagraphie par rayon gamma, une diagraphie par neutron, et une diagraphie de la résistivité et de la porosité doivent être prises avant qu'un puits soit complété, suspendu ou abandonné. S'il y a plus d'un puits sur un même site de forage, ces tests sont seulement requis pour l'un des puits à l'exception de la diagraphie aux rayons gamma (qui doit être prise pour tous les puits). 	<ul style="list-style-type: none"> La diagraphie pour mesurer la résistivité et le potentiel spontané (spontaneous potential) doit être faite avant la complétion, l'abandonnement, ou la suspension d'un puits. 	<ul style="list-style-type: none"> Les diagraphies du ciment servent à évaluer la qualité du cimentage. Les diagraphies acceptables incluent les diagraphies du cimentage radiales (radial cement bond log) ou les diagraphies omnidirectionnelles (omnidirectional bond logs) (en combinaison avec une diagraphie du cimentage) Les diagraphies du cimentage pour évaluer le coffrage de production doivent être prises avant de perforer le coffrage ou d'initialiser le programme de fracturation hydraulique.
Distances de retrait	Des puits d'eau potable et des eaux de surface¹	<ul style="list-style-type: none"> Les puits sont permis jusqu'à une distance de 200m des puits d'eau potable. Si un puits est dans les limites de 100m des berges naturelles d'un plan d'eau ou à plus de 100m mais localisé de telle sorte qu'un flux non contrôlé atteindrait ce plan d'eau, des moyens de contenir les fluides déversés doivent être mis en place. 	<ul style="list-style-type: none"> La fracturation hydraulique est prohibée à 200m horizontalement de la localisation en surface d'un puits d'eau potable et à 100m verticalement du fond du puits. 	<p>Les sites de forage ne sont pas dans les limites de :</p> <ul style="list-style-type: none"> 500m de la tête de puits d'un puits d'alimentation d'eau potable public. 250m de la tête de puits d'un puits d'alimentation commun (communal) d'eau potable. 250m d'une prise d'eau de surface alimentant un système commun (communal) d'eau potable. 250m des berges d'un réservoir ou lac (naturel) alimentant un système commun (communal) d'eau potable.

Exigences réglementaires		Colombie Britannique	Alberta	Nouveau Brunswick
	Des édifices	Les puits ne sont pas permis à une distance de: <ul style="list-style-type: none"> • 100m d'un édifice permanent ou d'une habitation. 	Les puits ne sont pas permis à une distance de: <ul style="list-style-type: none"> • 100m d'une habitation. 	Les puits ne sont pas permis à une distance de: <ul style="list-style-type: none"> • 500m d'une école, hôpital ou centre d'hébergement de personnes âgées. • 250m d'une habitation.
On-Site Storage	Eau de reflux	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les types d'eau de reflux peuvent être entreposés dans des réservoirs à toit fermé, mais les retours de fluides de fracturation peuvent aussi être entreposés dans des réservoirs ou bassins (fosses avec membranes imperméables) non couverts. • Si des bassins (fosses avec membranes imperméables) pour entreposer des résidus liquides sont utilisés, ils doivent être construits avec un endiguement primaire et un endiguement secondaire (les deux sont des membranes synthétiques imperméables avec moyens de détection). 	<ul style="list-style-type: none"> • Les matériaux produits, générés (incluant les résidus) ou utilisés par l'industrie pétrolière d'amont peuvent être entreposés dans des réservoirs ou des bassins. (Alberta Energy Regulator, 2001) • Si des bassins en terre sont utilisés, ils doivent avoir un endiguement primaire et un endiguement secondaire avec moyens de détection des fuites. • Des systèmes d'entreposage hors sol comportant un mur avec membrane synthétique imperméable peuvent aussi être utilisés et ils font l'objet de réglementation spécifique. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les bassins excavés pour l'entreposage des eaux de reflux sont prohibés. • Les eaux de reflux et de formation doivent être entreposées dans des réservoirs à toits fermés équipés d'un confinement secondaire.

Sources: Alberta Energy Regulator, 2001; Alberta Energy Regulator, 2013; B.C. Oil and Gas Commission, 2012; Alberta Energy Regulatory, 2010; Alberta Energy Regulator, 1990; B.C. Oil and Gas Commission, 2009; B.C. Oil and Gas Commission, 2013; New Brunswick, 2013

¹ Projet de règlement du Québec (Prélèvement des eaux et leur protection), MDDEFP 2013.

Dans le document "Exigences de dépôt relatives aux opérations de forage sur terre utilisant la fracturation Hydraulique" l'Office National de l'énergie spécifique (ONE 2013) que le but des exigences concernant l'intégrité des forages et la fracturation hydraulique est que les exploitants démontrent que:

- Deux barrières indépendantes et éprouvées sont en place pendant toutes les phases de l'exploitation du puits;

- Des barrières assurent l'intégrité du puits en tout moment et pendant la durée de vie du puits, ainsi que dans toutes les conditions de charge, y compris durant les opérations de complétion et de fracturation hydraulique;
- Advenant la perte de contrôle du puits ou si la sécurité, la protection de l'environnement, l'exploitant prendra les mesures correctives nécessaires sans délai, malgré toute disposition contraire prévue dans l'approbation relative au puits;
- La sécurité des travailleurs et de la population est protégée et que la fracturation hydraulique ne causera pas de pollution; et,
- Que tous les équipements sont mis à l'essai à la pression maximum à laquelle ils seront probablement soumis.

Il y a évidence que certaines compagnies ont amélioré leur façon de faire pour les rendre plus sécuritaires à la lumière des défis posés par les développements des gaz de schiste. Par exemple, les espaces réduits lors des opérations de complétion sur un même site de forage réduisent la surface utilisée pour le développement (et aussi font économiser de l'argent) introduisent des défis uniques pour la sécurité :

- Le forage d'un puits et la fracturation hydraulique d'un autre sur le même site peuvent survenir simultanément et à distance très rapprochée;
- La simulation à haute pression pourrait communiquer en sous-sol avec la foreuse;
- Sur une plateforme commune de forage de 16 puits raccordés à un collecteur commun, il y a 16 sources potentielles de pression en provenance des puits en plus des équipements de pompage, chacun posant un risque.

Ces facteurs ont conduit à des changements significatifs des façons de faire des exploitants, y incluant le développement d'outils spécialisés pour réduire les risques (DeMong et al, 2010). Le développement de ces protocoles doit prendre en compte le fait qu'un puits peut mobiliser différents entrepreneurs et sous-traitants qui construisent le site, le forent, le cimentent, le fracturent, livrent les fournitures et transportent les résidus. Tous sont impliqués pour assurer la sécurité des opérations et tous doivent accepter de suivre les procédures de sécurité mises en place.

11 Nœud papillon

Dans ce chapitre les principes de gestion basés sur le nœud papillon seront décrits et des exemples de nœuds papillon seront fournis.

11.1 Principes de gestion des risques basés sur le nœud papillon

L'objectif du nœud papillon est de visualiser concrètement les scénarios d'accidents qui pourraient survenir en partant des causes initiales de l'accident jusqu'aux conséquences

sur les récepteurs qui ont été identifiés. Le «Nœud Papillon» est une approche de type arborescente largement utilisée dans les pays européens comme les Pays-Bas qui utilisent une approche probabiliste de la gestion des risques. Le «Nœud Papillon» est utilisé dans différents secteurs industriels par des entreprises comme Shell qui a été à l'origine du développement de cet outil.

Le point central du «Nœud Papillon» est l'Événement Central Redouté. La partie gauche du «Nœud Papillon» s'apparente à un arbre de défaillances, s'attachant à identifier les causes de cet événement. La partie droite quant à elle s'attache à déterminer les conséquences de cet événement central redouté tout comme le ferait un arbre d'événement. Sur ce schéma, les barrières de sécurité sont représentées sous la forme de barres verticales pour symboliser le fait qu'elles s'opposent au développement d'un scénario d'accident. De fait dans cette représentation, chaque chemin conduisant d'une défaillance d'origine (événements indésirables) jusqu'à l'apparition des dommages au niveau des récepteurs (effets majeurs) désigne un scénario d'accident particulier qui conduit à un même événement central redouté.

Le «Nœud Papillon» s'inspirant directement des arbres de défaillance et d'événement, il doit être élaboré avec les mêmes précautions. Comme il s'agit d'un outil relativement lourd à mettre en place, son utilisation est généralement réservée à des événements jugés particulièrement critiques pour lesquels un niveau élevé de démonstration de maîtrise des risques est indispensable. La Figure 11-1 présente un exemple de «Nœud Papillon» pour un stockage de produits inflammables qui pourrait se retrouver sur un site de forage de puits. On notera les barrières redondantes tant en prévention qu'en intervention nécessaire pour prévenir l'événement redouté et pour intervenir si celui-ci se produit. Cet exemple simple illustre le cheminement beaucoup plus complexe à suivre pour la prévention et l'intervention suite à une éruption accidentelle par exemple.

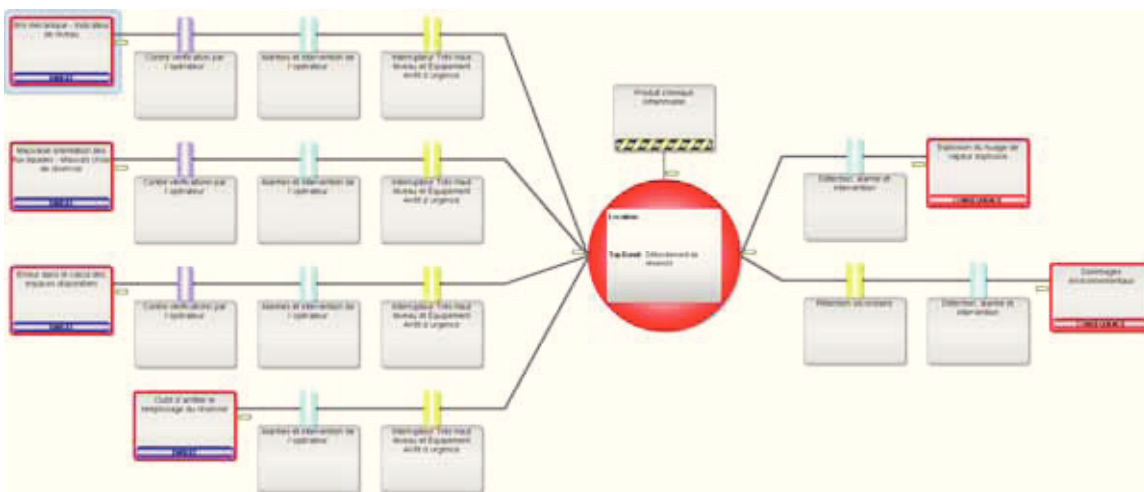


Figure 11-1 Exemple de nœud papillon

11.2 Exemples de nœuds papillon pour un site de forage

L'annexe 4 présente des exemples de nœuds papillon pour les déversements de produits chimiques et d'eau de reflux à la plateforme de forage ainsi que pour les éruptions accidentelles.

Dans chaque cas, les dangers ont été identifiés, ainsi que les barrières de prévention, les facteurs conduisant à la détérioration de ces barrières et les conséquences de la matérialisation des dangers et les mesures d'intervention pour atténuer ces conséquences.

Tableau 11-1: Registre de dangers et de leurs conséquences et mesures d'atténuation

Danger	Entreposage et utilisation de produits chimiques et d'eau		
Localisation	Site de forage de puits de gaz de schiste		
Événement principal	Perte de confinement		
Description et évaluation des dangers			
1 Danger	Déversement de produits chimiques lors des réceptions et stockage		
	Barrière	Prévoir suffisamment d'espace pour les produits chimiques et l'eau	
		Facteur d'escalation	Erreur humaine lors de la conception des installations
	"	Indicateurs de niveau des réservoirs avec alarme	
		Facteur d'escalation	Défaillance indicateur de niveau
	"	Procédure d'opération avec formation	
		Facteur d'escalation	Erreur humaine, évaluation incorrecte des volumes reçus et des espaces disponibles
2 Danger	Déversement de produits chimiques lors de l'injection		
3 Danger	Déversement d'eau de reflux/de formation		
	Barrière	Prévoir suffisamment d'espace de stockage pour les eaux de reflux, de formation	
		Facteur d'escalation	Pluie diluvienne et accumulation d'eau dans les bassins avec débordements
		"	Retour d'eau de reflux/de formation excédant les valeurs prévues
	"	Réservoirs avec toit (recommandé) ou bassin de stockage avec double membrane imperméable	
4 Danger	Fuite de bassin d'eau de reflux/de formation		
	Barrière	Réservoirs avec toit (recommandé) ou bassin de stockage avec double membrane imperméable	
		"	Installation inadéquate des membranes imperméables
		"	Détérioration des membranes imperméables avec fuite
1 Conséquence	Pollution des eaux de surface		
	Mesures d'intervention/ d'atténuation	Bassin de rétention imperméable autour des réservoirs de stockage	
	"	Rétention autour du site de forage	
	"	Membrane imperméable sous la plateforme de forage	

	"	Piézomètres autour du site avec lecture et rapport
	"	Camion siphon sur le site lors des opérations de forage/de complétion
	"	Divers absorbants disponibles sur le site pour récupérer les déversements
	"	Plan d'urgence d'entreprise avec formation des employés
	"	Plan d'urgence municipal
2 Conséquence	Pollution des aquifères d'eau potable	
	Mesures d'intervention/ d'atténuation	Bassin de rétention imperméable autour des réservoirs de stockage
	"	Rétention autour de la plateforme de forage
	"	Membrane imperméable sous la plateforme de forage
	"	Piézomètres autour du site avec lecture et rapport
	"	Camion siphon sur le site lors des opérations de forage/de complétion
	"	Divers absorbants disponibles sur le site pour récupérer les déversements
	"	Plan d'urgence d'entreprise avec formation des employés
	"	Plan d'urgence municipal
3 Conséquence	Formation d'un nuage toxique sur site et hors site	
	Mesures d'intervention/ d'atténuation	Bassin de rétention imperméable autour des réservoirs de stockage
	"	Rétention autour de la plateforme de forage
	"	Membrane imperméable sous la plateforme de forage
	"	Membrane imperméable sous la plateforme de forage
	"	Piézomètres autour du site avec lecture et rapport
	"	Camion siphon sur le site lors des opérations de forage/de complétion
	"	Divers absorbants disponibles sur le site pour récupérer les déversements
	"	Alerte des personnes pouvant être affectées, confinement sur place/évacuation
	"	Plan d'urgence d'entreprise avec formation des employés
	"	Plan d'urgence municipal
Danger	Puits de gaz de schiste	
Localisation	Site de forage de puits de gaz de schiste	
Événement principal	Éruption accidentelle	
Description et évaluation des dangers		
1 Danger	Forage dans une zone contenant du gaz sous pression à faible profondeur	
	Barrière	Données sismiques
	"	Considérer forer un forage pilote selon les données du relevé sismique
	"	Données sur le puits (pronostiques)
	"	Senseurs de gaz inflammable/Sulfure d'hydrogène dans le bassin de boue de forage
	"	Procédures/Formation/Compétence
2 Danger	Mauvais remplissage du puits avec la boue de forage/Effet piston & débordement	
	Barrière	Surveillance du réservoir/bassin de boue
	"	Trébuchement des opérations sur niveau de boue du réservoir bassin

	"	Enregistreur de données
	"	Procédures/Formation/Compétence
	"	Registre des trébuchements
3 Danger		Perte de circulation de boue de forage
	Barrière	Surveillance de la pression manométrique de la boue
	"	Données sur le puits (pronostiques)
	"	Poids de la boue de forage
	"	Matériel pour prévenir les pertes de circulation de fluide
	"	Vitesse de perforation
	"	Prise de détection de fuite dans le roc/Test d'intégrité de la formation
	"	Surveillance de la pression, du volume et de la température
	"	Procédures/Formation/Compétence
4 Danger		Poids de boue insuffisant
	Barrière	Cédule de modification du poids de boue de forage
	"	Surveillance du système de boue de forage par l'opérateur du derrick/système de boue
	"	Produit pour augmenter le poids de la boue de forage (barite)
	"	Dégazeur de boue de forage
	"	Surveillance de l'équipement de contrôle des solides
	"	Procédures/Formation/Compétence
5 Danger		Forage dans une formation sous haute pression
	Barrière	Données sur le puits (pronostiques)
	"	Règlementation gouvernementale
	"	Opturateur anti-éruption
	"	Cédule de modification du poids de boue de forage
	"	Plan en cas de rencontre de formation sous haute pression
	"	Procédures/Formation/Compétence
6 Danger		Défaillance des équipements de contrôle du puits
	Barrière	Programme de maintenance préventive
	"	Essais des équipements de contrôle
	"	Exercice systématique du plan d'intervention
	"	Audits
	"	Redondance of équipements
	"	Conception des équipements
	"	Procédures/Formation/Compétence
7 Danger		Éruption accidentelle de gaz à faible profondeur
	Barrière	Surveillance sur le site
	"	Senseurs de gaz toxiques/inflammables personnels
	"	Vêtements de protection ignifuge
	"	Plan d'évacuation du site de forage
	"	Procédure d'abandon du derrick
	"	Procédures/Formation/Compétence
8 Danger		Flux non contrôlé d'hydrocarbures (avec obturateur anti-éruption)
	Barrière	Cheminée de l'obturateur anti-éruption
	"	Boue pour tuer le puits
	"	Système de dérouteur
	"	Obturateur anti-éruption de surface
	"	Formation pour le contrôle du puits
	"	Procédures/Formation/Compétence
1 Conséquence		Nuage de gaz inflammable toxique sans allumage
	Mesures d'intervention/d'atténuation	Système de détection de gaz inflammable/toxique

	"	Équipement de détection d'incendie
	"	Systèmes d'arrêt d'urgence
	"	Équipement de combat d'incendie
	"	Plan d'évacuation du site en cas d'incendie
	"	Exercice systématique de combat d'incendie/d'évacuation du site
	"	Plan d'intervention d'urgence/Formation/Compétence
	"	Alerte et évacuation des riverains
2 Conséquence	Nuage de gaz inflammable toxique avec allumage	
	Mesures d'intervention/d'atténuation	Système de détection de gaz inflammable/toxique
	"	Équipement de détection d'incendie
	"	Systèmes d'arrêt d'urgence
	"	Équipement de combat d'incendie
	"	Plan d'évacuation du site en cas d'incendie
	"	Plan d'intervention d'urgence/Formation/Compétence
	"	Exercice systématique de combat d'incendie/d'évacuation du site
	"	Information préalable des riverains
	"	Alerte et évacuation des riverains
3 Conséquence	Blessures de travailleurs	
	Mesures d'intervention/d'atténuation	Programme de santé et sécurité
	"	Réunions santé et sécurité
	"	Analyse sécuritaire de tâches
	"	Service santé et sécurité avec inspection
	"	Secouriste, service infirmier sur le site avec lien à un centre hospitalier, ambulance sur site
	"	Exercice systématique du plan d'intervention d'urgence
	"	Plan d'intervention d'urgence/Formation/Compétence
4 Conséquence	Pollution	
	Mesures d'intervention/d'atténuation	Équipe d'intervention lors de déversement
	"	Camion siphon sur site
	"	Essais systématiques du plan d'intervention d'urgence
	"	Conception du derrick
	"	Communication

12 Conclusion

Le développement à grande échelle des gaz de schiste pose plusieurs risques pour l'environnement, la santé et la sécurité des personnes. Certains de ces risques (i.e. émissions atmosphériques, éruptions accidentelles, explosions, incendies, émissions de gaz toxiques) sont similaires à ceux posés par le développement conventionnel du gaz naturel et leur nature est bien connue. D'autres risques associés à l'exploitation des gaz de schiste sont nouveaux : fracturation hydraulique à haute pression par de grands volumes d'eau avec produits chimiques, séismicité induite par la fracturation hydraulique. De plus, le niveau de risque augmente avec le niveau d'activités et le nombre de puits en place. Il y a d'importantes lacunes dans l'information disponible dans

le domaine public, ce qui rend difficile la quantification des conséquences et des fréquences et probabilités associées à ces risques. Les fréquences d'événements non désirés qui pourraient être développées pour un champ gazier donné sont difficilement transposables à un autre champ à cause des différences géologiques et réglementaires. Il serait donc problématique d'établir les risques individuels et sociétaux en fonction de données peu fiables. Il est à notre avis inapproprié de baser les décisions sur les risques individuels et collectifs. À notre connaissance, la plupart des juridictions basent leurs décisions sur une analyse déterministe des risques.

Dans cette étude, les risques suivants ont été analysés : (i) trafic de véhicules servant à mobiliser et démobiliser les équipements et à transporter les produits chimiques ou les carburants (propane, diesel) et les eaux servant à la fracturation hydraulique et les eaux de reflux et de formation; (ii) contamination des eaux souterraines lors des opérations de forage; (iii) contamination des eaux souterraines lors des opérations de fracturation hydraulique; (iv) contamination de l'eau de surface; (v) éruptions accidentelles; (vi) sismicité induite par la fracturation hydraulique.

La contamination des aquifères lors des opérations de forage suite à une mauvaise cimentation ou à la détérioration de la barrière de ciment, par des failles naturelles dans la roche ou suite à la présence de vieux puits peut potentiellement dans des cas rares mais plausibles, conduire à la migration de gaz naturel (méthane) vers des édifices situés à proximité, y créant un risque d'explosion. Cette problématique est particulièrement aggravée si le puits est à l'intérieur de la maison comme ce fut le cas lors de l'incident de Bainbridge en Ohio. Une mauvaise cimentation ou une détérioration de la barrière de ciment et un espace annulaire de puits laissé sous pression peuvent être des causes potentielles de migration des gaz vers les aquifères et leur migration vers des immeubles avec risque d'explosion.

De plus le potentiel d'éruption accidentelle lors du forage du puits, de son exploitation et de son entretien, est présent. Une éruption accidentelle peut conduire à la création d'un nuage de gaz inflammable et explosif, sa dérive hors site et son allumage avec retour de flammes et explosion avec potentiel de blessures et pertes de vie sur le site et dans certains cas hors site et d'évacuation des riverains. Les mesures mises en place pour prévenir de tels événements doivent être adéquates et leur suivi rigoureux. L'Alberta Energy Regulator s'est particulièrement penché sur cette problématique et a publié des directives spécifiques.

Le déversement accidentel des boues de forage, fluides utilisés pour la fracturation et additifs qui entrent dans leur composition, eaux de reflux et eaux de formation ont été la cause de pollution des eaux de surface et des eaux souterraines. Les moyens appropriés pour contenir ces fluides doivent être mis en place y incluant les procédures et équipements pour récupérer ces déversements.

Certains produits chimiques sont volatils et toxiques (acide chlorhydrique 28%) et peuvent être la source lors de déversement, d'un nuage de gaz toxique qui va dériver hors site et affecter les riverains. Cet acide est la plupart du temps utilisé à une concentration de 15%. À cette concentration, le nuage toxique produit par un déversement est de faibles dimensions. Il y a donc lieu d'amener sur le site de l'acide à concentration de 15% au lieu de celle à 28% et d'en faire la dilution sur site. Cet acide est produit localement et les coûts de transport additionnels suite à sa dilution seraient négligeables.

La sismicité induite par la fracturation hydraulique fait l'objet d'une préoccupation importante de la part du public. La plupart du temps cette sismicité serait causée par l'injection en sous-sol des eaux de reflux et de formation comme moyen d'en disposer. Quant à elle, la sismicité détectée dans la région de Horn River en Colombie Britannique entre avril 2009 et décembre 2011 aurait été causée par la fracturation hydraulique à proximité de failles et aurait atteint un maximum de 3,8 M_L à l'échelle de Richter ce qui est insuffisant pour causer des dommages aux immeubles. Il est donc recommandé que : 1) une étude soit conduite pour déterminer les contraintes dans la formation Utica et localiser les failles; 2) la sismicité soit surveillée avant, pendant et après la fracturation hydraulique; 3) des systèmes de surveillance sismique soient mis en place et les informations fournies à l'exploitant de sorte qu'une intervention appropriée soit appliquée pour faire cesser toute sismicité induite; et 4) les exploitants partagent leurs données avec le Ministère des Ressources Naturelles afin de développer une base de données nationale des contraintes et failles dans les schistes de sorte que les puits puissent être localisés au bon endroit.

Il existe des risques associés à l'exploitation des gaz de schiste. Il est donc impératif de mettre en place un cadre de fonctionnement efficace pour bien maîtriser ces risques. La gestion des impacts environnementaux résultant du développement à grande échelle de l'exploitation des gaz de schiste requière l'utilisation des meilleures technologies, mais elle est aussi dépendante d'une réglementation efficace et de systèmes de gestion et d'inspection rigoureux et de la participation du public touché.

Il n'est pas suffisant d'avoir une réglementation aussi efficace soit-elle, il faut une information efficace et une inspection diligente.

Un cadre efficace pour maîtriser les risques associés au développement des gaz de schistes devrait inclure cinq éléments distincts :

Les technologies pour développer et produire des gaz de schistes: Les équipements et produits doivent être conçus, installés en conformité avec les normes et les meilleures pratiques utilisées par l'industrie, leur fiabilité vérifiée et maintenue;

Les systèmes de gestion pour maîtriser les risques pour l'environnement, la santé et sécurité du public: La gestion de la sécurité des équipements et des procédés associés

au développement et aux opérations des gaz de schiste doit être complète et rigoureuse.

Un système réglementaire efficace: Les règles qui gouvernent le développement des gaz de schiste doivent être basées sur des connaissances scientifiques solides et la conformité à ces règles doit être suivie et mise en vigueur.

Planification régionale : Pour prendre en compte les impacts cumulatifs, les plans de forage et de développement doivent refléter les conditions locales et environnementales y incluant l'aménagement existant du territoire et les risques pour l'environnement et le public. Certains endroits ne sont peut-être pas appropriés pour être développés avec la technologie existante alors que d'autres peuvent requérir des dispositions spécifiques pour maîtriser les risques.

La réglementation doit être élaborée à partir des meilleurs exemples à notre disposition. Il est recommandé que la réglementation québécoise s'inspire de celle de l'Alberta qui est considérée par plusieurs comme une des meilleures au monde. L'Office National de l'Énergie par sa référence à la culture de sécurité et à l'obligation que l'exploitant a de démontrer la présence d'une culture de sécurité est particulièrement prometteuse. L'Association Canadienne des Fabricants de Produits Chimiques a inventé le concept de Gestion Responsable^{md}. Les résultats ont été remarquables à tel point que plusieurs pays ont mis en place ce concept en imitant le Canada. Il y a lieu que le gouvernement du Québec par sa réglementation en matière de gaz de schiste favorise le développement d'un tel concept de gestion de la sécurité, de l'environnement et du bon voisinage.

La gestion de l'environnement et de la sécurité lors des activités d'exploration et d'exploitation des gaz de schiste requière un système complet et intégré de gestion. Ce système peut être comparé à un édifice. Figure 12-1 Comme un édifice, la gestion de l'environnement et de la sécurité repose sur des fondations. On compte sept composantes à ces fondations:

1. S'engager dans la sécurité;
2. Comprendre les dangers et les risques;
3. Maîtriser les risques;
4. Mesurer la performance;
5. Contrôler les programmes, pratiques, équipements, etc.;
6. Prendre des mesures d'aménagement du territoire;
7. Établir des relations de bon voisinage avec les citoyens, les consulter, les écouter.

Les institutions responsables de gérer le développement des gaz de schiste font face à plusieurs défis. Les stratégies de gestion ne doivent pas seulement prendre en compte

le manque d'information pour définir les enjeux de façon scientifique mais il faut s'assurer que le cadre de gestion des risques pour l'environnement et la santé et la sécurité des personnes est bien en place. Ce cadre de gestion des risques sera constamment en évolution avec l'apparition de nouvelles connaissances. Il faut donc prévoir un processus d'amélioration continue. Le cadre de gestion des risques décrit précédemment requière la mobilisation de l'industrie et des autorités publiques qui devront surveiller les impacts sur l'environnement du développement de l'industrie des gaz de schiste, identifier à l'avance les seuils d'intervention et lorsque requis, appliquer les interventions appropriées et le tout en toute transparence.

Le très haut niveau de sensibilité publique au sujet du développement de l'industrie des gaz de schiste force tant l'industrie que les autorités publiques à rebâtir cette confiance qui a été perdue. Rebâtir la confiance du public implique de reconnaître l'existence de risques associés avec l'exploitation des gaz de schistes, ce n'est pas nouveau, l'homme fait constamment face à des risques, mais il faut démontrer clairement et en toute transparence que tout est mis en place pour maîtriser ces risques.

Cette étude est un point de départ et devra être bonifiée avec le temps car les connaissances évoluent constamment.

Il est donc recommandé que des programmes de recherches soient mis en place pour adapter au contexte québécois les méthodes de gestion existantes de gérer les risques et les plans d'intervention d'urgence ou en développer de nouvelles. Le contexte québécois est parfois différent du reste du Canada et des États-Unis dans sa façon de mobiliser et coordonner les intervenants d'urgence.

Quant aux distances de séparations entre les puits et les immeubles, nous sommes d'avis que celles spécifiées par le Nouveau Brunswick devraient être prises en compte dans la réglementation québécoise. Ces distances correspondent aux résultats des simulations des événements accidentels qui ont été faites. Le Nouveau-Brunswick propose les distances de séparation suivantes entre les puits et les immeubles:

- 500 m d'une école, hôpital ou centre d'hébergement de personnes âgées
- 250 m d'une habitation.

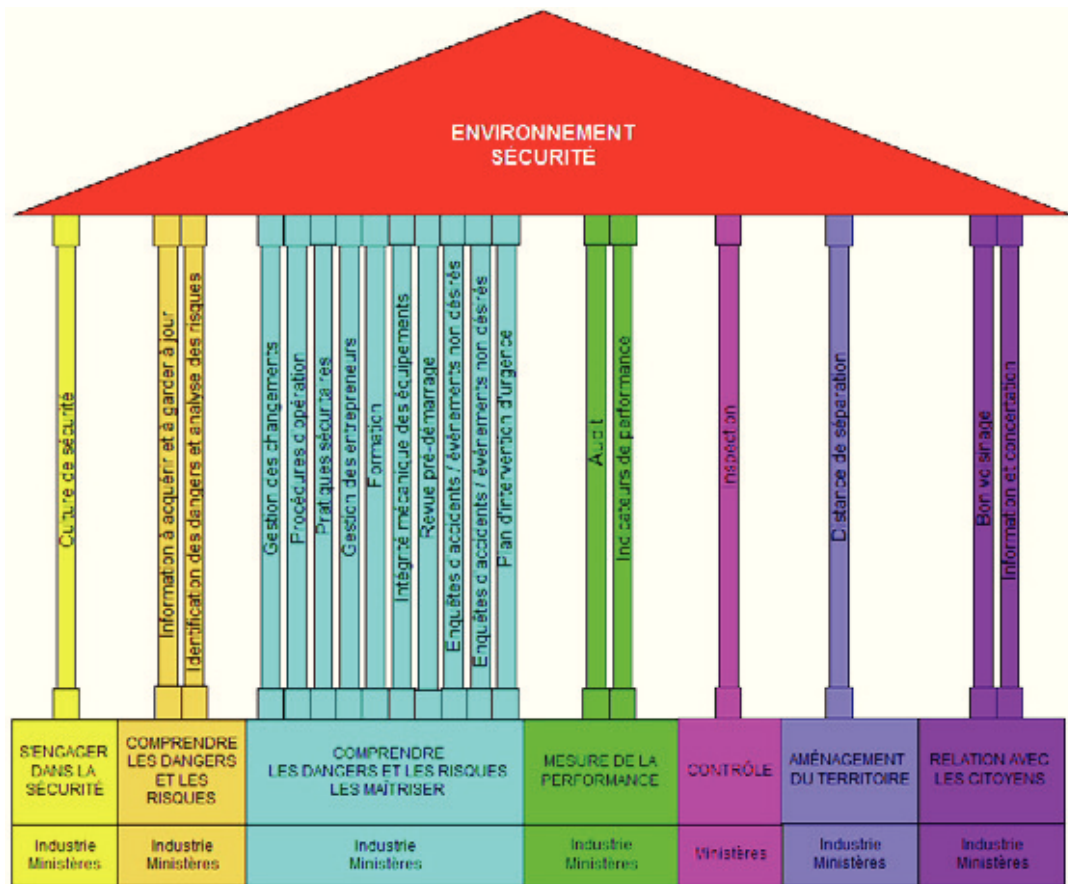


Figure 12-1 Cadre de gestion de l'environnement

13 Bibliographie

(AEA 2012) *Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe*, Report for European Commission DG Environment, AEA Technology 2012.
<http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking%20study.pdf>

Consulté 2010/09/15.

(AER 2006), *Directive 036: Drilling BlowOut Prevention Requirements and Procedures*, Alberta Energy Regulator, Edmonton, AB, février 2006
<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive036.pdf>

Consulté 2013/10/11

(AER 2006A), *Directive 037: Service Rig Inspection Manual*, Alberta Energy Regulator, Edmonton, AB, février 2006

<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive037.pdf>

Consulté 2013/10/11

(AER 2009), *Directive 071: Emergency Preparedness and Response Requirements for the Petroleum Industry*, Alberta Energy Regulator, Edmonton, AB, février 2006

<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive071-with-2009-errata.pdf>

Consulté 2013/10/11

(AER 2010), *Directive 008: Surface Casing Depth Requirements*, Alberta Energy Regulator, Edmonton, AB, 14 décembre 2010

<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive008.pdf>

Consulté 2013/10/11

(AER 2010A), *Directive 019: Compliance Assurance*, Alberta Energy Regulator, Edmonton, AB, 1 septembre 2010

<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive019.pdf>

Consulté 2013/10/11

(AER 2010B), *Manual 001 : Facility and Well Site Inspection*, Regulator, Edmonton, AB, 15 septembre 2010

<http://www.aer.ca/documents/manuals/Manual001.pdf>

Consulté 2013/10/11

(AER 2010B), *Manual 001 : Facility and Well Site Inspection*, Regulator, Edmonton, AB, 15 septembre 2010

<http://www.aer.ca/documents/manuals/Manual001.pdf>

Consulté 2013/10/11

(AER 2010B), *Manual 001 : Facility and Well Site Inspection*, Regulator, Edmonton, AB, 15 septembre 2010

<http://www.aer.ca/documents/manuals/Manual001.pdf>

Consulté 2013/10/11

(AER 2011), *Directive 056: Energy Development – Application and Schedule*, Alberta Energy Regulator, AB, 1 septembre 2011

<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive056.pdf>

Consulté 2013/10/12

(AER 2013), *Explaining AER Setbacks*, Alberta Energy Regulator, AB, Juin 2013

http://www.aer.ca/documents/enerfaqs/AER_EnerFAQs05_Setbacks_Final.pdf

Consulté 2013/10/12

(AER 2013A), *Directive 039: Revised program to Reduce Benzene Emission from Glycol Dehydrator*, Alberta Energy Regulator, AB, 22 Janvier 2013

<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive039.pdf>

Consulté 2013/11/24

(AER 2013B), *Directive 083: Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity*, Alberta Energy Regulator, AB, 21 May 2013

<http://www.aer.ca/documents/directives/Directive083.pdf>

Consulté 2013/09/25

(All Consulting, 2012). *The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: a Focus on Canadian Resources*. Tulsa (OK): Petroleum Technology Alliance Canada and Science and Community Environmental Knowledge Fund.

<http://scek.ca/sites/default/files/documents/ra2011-03modern-practices-fracturingfinaljun-22.pdf>

Consulté 2013/07/15

(Allen et al. 2013), *Measurements of Methane Emissions at Natural Gas Production Sites in the United States*, PNAS, Pennsylvania State University, August 19, 2013.

<http://www.pnas.org/content/early/2013/09/10/1304880110.full.pdf+html>

Consulté 2013/09/25

(API HF1) *Hydraulic Fracturing Operations – Well Construction and Integrity Guidelines, API Guidance Document HF1* » American Petroleum Institute, Washington, DC, (2009).

(API HF2) *Water Management Associated with Hydraulic Fracturing, API Guidance Document HF2* American Petroleum Institute, Washington, DC, (2010).

(API 75 L) « *Guidance Document for the Development of a Safety and Environmental Management System for Onshore Oil and Natural Gas Production Operations and Associated Activities, API Bulletin 75L* » American Petroleum Institute, Washington, DC, (2007).

http://www.api.org/standards/epstandards/upload/75L_e1.pdf

(Bair et al. 2012) , *Geologic and Hydrogeologic Factors Controlling How Stray Gas from the English # 1 Well Invaded Residences in Geauga County, Ohio, Causing an In-House Explosion*, E. Scott Bair, Ohio State University , 3 Toms, Tomaski, Benko, Hill, Ohio DNR – Oil and Gas publié dans Stray Gas and Incident Forum, Ground Water Protection Council, Cleveland, Ohio, July 22-24, 2012.

http://www.gwpc.org/sites/default/files/event-sessions/Bair_Scott-reduced%20file%20size.pdf

Consulté 1 Décembre 2013

(BCOGC 2012) *Investigation of Observed Seismicity in the Horn River Basin*, BC Oil and Gas Commission, August 2012.

<http://www.bcoqc.ca/node/8046/download?documentID=1270>

Consulté 1 Décembre 2013

(CAPP 2008). *Companion Planning Guide for ERCB Directive 071*. Canadian Association of Petroleum Producers, Calgary (AB), juillet 2008

<http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocID=140751&DT=PDF>

Consulté 203/10/11

(CAPP 2012). *Guide for Effective Public Involvement*. Canadian Association of Petroleum Producers, Calgary (AB)

<http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocID=73244>

Consulté 203/08/10

(CIRAIG 2012) *Document synthèse : Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec*, Bureau de la recherche et Centre de développement technologique (B.R.C.D.T.) École polytechnique de Montréal,

http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Pi116b_Rapport-Projet-type_avec-annexe-31aout2012.pdf

(Considine et Al. 2012) *Environmental Impacts during Marcellus Shale Gas Drilling : Causes, Impacts, and Remedies*, T. Considine, R. Watson, N. Considine, J. Martin, Shale Resources and Society Institute (SRSI), 2012.

<http://www.ourenergypolicy.org/environmental-impacts-during-marcellus-shale-gas-drilling-causes-impacts-and-remedies/>

Consulté 2013/09/19

(Cook et al. 1983) *Field measurement and annular pressure and temperature during primary cementing*, Journal of Petroleum Technology, 35(8), 1429-1438.

<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=00011206>

Consulté 2013/07/15

(CSA 1997) *CAN/CSA-Q850-9, Risk Management Guidelines for Decision Makers* Canadian Standard Association, Toronto, ON, (1997).

(CSA 2010) *CAN/CSA-IEC/ISO 31010-10, Gestion des risques – Techniques d'évaluation des risques* Canadian Standard Association, Toronto, ON, (2010).

(CSA 2010A) *CAN/CSA-ISO 31000-10, Management du risque – Principe et lignes directrices*, Canadian Standard Association, Toronto, ON, (2010).

(DeMong et Al. 2010) *Coping with Surface and Downhole Interference on Tightly Spaced Completion Pads in the Horn River*, Apache Corporation, Society of Petroleum Engineers, SPE 138026, 2010.

<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=SPE-138026-MS>

Consulté 2013/09/19

(DNV 2013) *Risk Management of Shale Gas Developments and Operations*. Det Norske Veritas.

http://www.dnv.com/industry/oil_gas/segments/Inq_natural_gas/shale_gas/index.asp

Consulté 2013/01/21

(Duke 2013) *Study Finds no Evidence of Water Contamination from Shale Gas Drilling in Arkansas*, Duke University Nicholas School of the Environment, May 15, 2013

<http://www.nicholas.duke.edu/news/study-finds-no-evidence-of-water-contamination-from-shale-gas-drilling-in-arkansas>

Consulté 2013/12/01

(Dusseault et al. 2000). *SPE 64733. Why Oilwells Leak : Cement Behavior and Long-Term Consequences*. Paper presented at the International Oil and Gas Conference, Beijing, China.

<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=00064733>

Consulté 2013/09/15

(EARTHWORKS 2012). *Alternatives to Pits*, Earthworks 2012

http://www.earthworksaction.org/issues/detail/alternatives_to_pits#CLOSEDLOOP

Consulté 2013/11/24

(ENFORM 2013). *Erp 24, Danger Register*. INFORM ,

http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/weo2012_goldenrulesreport.pdf

Consulté 2013/07/15

(EPA 1996) *Clean Air Act, under 112(r)(7), Risk Management Programs*, EPA, Washington, DC, (1996).

(ERCB 2012). *Regulating Unconventional Oil & Gas in Alberta*. Energy Resource Conservation Board, Calgary (AB): ERCB.

http://www.aer.ca/documents/projects/URF/URF_DiscussionPaper_20121217.pdf

Consulté 2013/07/15

(ERCB 2012A). *Midway Energy Ltd, Hydraulic Fracturing Incident: Interwellbore Communication, January 12, 2012*, ERCB Investigation Report, Red Deer Field Center, December 12, 2012 Conservation Board, Calgary (AB): ERCB.

http://www.aer.ca/documents/reports/IR_20121212_Midway.pdf

Consulté 2013/07/15

(ERCB 2012B). *News Release – ERCB releases information report on hydraulic fracturing incident near Innisfail*, ERCB December 12, 2012 Calgary (AB): ERCB.

<http://www.aer.ca/documents/news-releases/nr2012-12.pdf>

Consulté 2013/07/15

(Hopkins 2012) *Disastrous Decisions: The Human and Organisational Causes of the Gulf of Mexico Blowout*. North Ryde, Australia: CCH Australia Limited.

(Howarth et al 2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formation. *Climatic Change*, 106(4), 679-90.

(Howarth et al. 2012) *Methane Emissions from Natural Gas Systems Background Paper*. Washington (DC): National Climate Assessment.

(IEA 2012). *Golden Rules for a Golden Age of Gas*. International Energy Agency , Paris, 6034 France

http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/weo2012_goldenrulesreport.pdf

Consulté 2013/07/15

(Jackson et al. 2013) *Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells 6052 near Marcellus shale gas extraction*. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS). ASAP. doi:

10.1073/pnas.1221635110

http://sites.nicholas.duke.edu/avnerengosh/files/2012/12/PNAS_Jacksonetal2013.pdf

Consulté 2013/08/15

(Henkel-Wolfe 2013), *Few Answers in April Blow-out*

<http://www.dentonrc.com/local-news/local-news-headlines/20130727-few-answers-in-april-gas-well-blowout.ece>

<http://www.youtube.com/watch?v=vuaM9Lxahtw>

http://www.youtube.com/watch?feature=player_embedded&v=caSTkuGO2z8

(GWPC 2012) *A White Paper summarizing the Stray Gas Incidence and Response Forum*, Ground Water Protection Council, Cleveland Ohio, July 22-26, 2012

<http://www.gwpc.org/sites/default/files/stray%20gas%20white%20paper-final.pdf>

Consulté 2013/12/01

(Kawalilak 2013) *CAODC Fall Conference, Drilling Division Nisku*

<http://www.eub.gov.ab.ca/documents/enforcement/AER-CAODC-201309.pdf>

Consulté 2013/10/15

(King 2012) *Hydraulic Fracturing 101 : What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Investor, University Researcher, Neighbor, and Engineer Should Know about estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Oil and Gas Fields*, George E. King, Apache Corporation, Society of Petroleum Engineers, SPE 152596, 2012.

http://fracfocus.org/sites/default/files/publications/hydraulic_fracturing_101.pdf

Consulté, 2013/09/15

(Lacoursière 2010) *Cadre général pour un système de gestion de la sécurité et de l'environnement lors de l'exploration et l'exploitation des gaz de schistes*, Jean-Paul Lacoursière, Université de Sherbrooke, 2010

http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB41.1.pdf

(McKay et Lacoursière 2008) «*Development of a process safety culture of chemical engineers*» *Process Safety Progress*, 27, (2) pp. June 2008

(MDDEFP 2012). *Règlement sur la Qualité de l'Atmosphère*. MDDEFP, Québec, 1 juillet 2012.

http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q_2/Q2R38.HTM

Consulté, 2013/10/24

(MDDEFP 2013). *Étude E3-2a – Détermination des problèmes de déversement et de fuites rencontrés au Québec et dans d'autres juridictions par l'industrie du gaz de schiste au cours des dernières années et documentation sur les causes et les conséquences de ces incidents et les mesures prises pour les corriger*. MDDEFP, Québec, 1 juillet 2012.

http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2013/11/Rapport-%C3%A9tude-E3-2a_MDDEFP.pdf

Consulté, 2013/12/08

(NB 2013). *Responsible Environmental Management of Oil and Natural Gas Activities in New Brunswick. Rules for Industry*. Fredericton (NB): New Brunswick, 2013.

<http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/en/RulesforIndustry.pdf>

Consulté 2013/07/15

(NB 2013a) *The New Brunswick Oil and Natural Gas Blueprint*. Fredericton (NB): Fredericton (NB): New Brunswick, 2013.

<http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/en/pdf/Publications/9281%20ONG%20English%20Final%20web.pdf>

Consulté 2013/07/15

(NY 2011) *Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to develop the Marcellus Shale and Other Low Permeability Gas Reservoir*, New York State Department of Environmental Conservation, Revised Draft December 12, 2011

http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/authorizations/Orders_Issued_2012/52_NY_rdsgeisfull0911_Part_1.pdf

Consulté 2013/09/15

(OCDE 1992) *Accidents chimiques : principes directeurs pour la préparation et l'intervention, Orientation pour l'établissement de programmes et de politiques relatives à la prévention, à la préparation et à l'intervention en matières d'accidents chimiques, à l'intention des pouvoirs publics, de l'industrie, des travailleurs et d'autres parties intéressées*, Organisation de coopération et développement économiques, Paris, (1992).

(OCDE 2003) *Principes directeurs de l'OCDE pour la prévention, la préparation et l'intervention en matière d'accidents chimiques : Document d'orientation à l'intention de*

l'industrie (incluant direction et travailleurs), des pouvoirs publics, des collectivités et d'autres parties prenantes, Organisation de coopération et développement économiques, Paris, (2003).

<http://www.oecd.org/dataoecd/11/57/33685281.pdf>

(ODNR 2008) *Report of the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio*. Columbus (OH): Ohio Department of Natural Resources.

<http://www.dnr.state.oh.us/Portals/11/bainbridge/report.pdf>

Consulté 2013/08/15

(Osborn 2011 et al.) *Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing*, Proc Natl Acad Sci USA 108:8172–8176

<http://www.pnas.org/content/early/2011/05/02/1100682108.full.pdf+html>

(OSHA 1992), *1910.119, Process Safety Management of highly Dangerous chemicals* OSHA, Washington, DC, (1992).

http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9760

(Pennsylvania 2010) *Dimock Residents to Share \$4.1 Million, Receive Gas Mitigation Systems Under DEP-Negotiated Settlement with Cabot Oil and Gas; Additional \$500,000 to Reimburse DEP for Investigative Costs DEP to Drop Montrose Water Line Plan Given Uncertain Prospects*

<http://www.portal.state.pa.us/portal/server.pt/community/newsroom/14287?id=15595&typeid=1>

Consulté 2013/10/05

(The National Academies 2013) *Induced Seismicity Potential in Energy Technology*, Washington, DC 2013: The National Academies.

http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=13355

Consulté 2013/12/08

(The Royal Society and The Royal Academy of Engineering 2012) *Shale Gas Extraction in the U.K.: A Review of Hydraulic Fracturing*. London, England: The Royal Society and The Royal Academy of Engineering.

http://www.raeng.org.uk/news/publications/list/reports/Shale_Gas.pdf

Consulté 2013/07/10

(Warner et al. 2013), Warner, N.R., Kresse, T.M., Hays, H.D., Down, A, Karr, J.D., Jackson, R.B., Vengosh, A. *Geochemical and Isotopic Variations in Shallow Groundwater in Areas of the Fayetteville Shale Development, North Central Arkansas*, Applied Geochemistry, 2013/05/14

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0883292713001133>

Consulté 2013/12/01

(WSJ 2013) *Energy-Hungry China Struggles to Join Shale-Gas Revolution Royal Dutch Shell Finds Drilling for Shale Gas in China Isn't Easy*, Wall Street Journal, New York September 5, 2013

<http://online.wsj.com/article/SB10001424127887323980604579030883246871124.html>

Consulté 2013/09/05

Annexe 1 Événements accidents Alberta

Compagnie	Identification de l'événement	Date	Causes de l'événement	Lien
Midway Energy Ltd.	Incident de fracturation hydraulique: Interwellbore Communication	2012/01/13	Les opérations de fracturation d'un puits affectent un puits adjacent en opération avec éruption de fluides de fracturation	http://www.aer.ca/documents/reports/IR_20121212_Midway.pdf
Caltex Energy Inc	Incident de fracturation hydraulique 16-27-068-10W6M	2011/09/22	Perforation accidentelle au niveau de l'aquifère d'eau potable lors des opérations de fracturation hydraulique	http://www.aer.ca/documents/reports/IR_20121220_Caltex.pdf
Daylight Energy Ltd.	Éruption accidentelle de puits 10-31-046-10W5M	2011/03/04	Éruption accidentelle d'un puits lors des opérations de maintenance sur un puits d'huile riche en hydrogène sulfuré	http://www.aer.ca/documents/reports/IR_20110812_Daylight.pdf
Penn West Petroleum Ltd	Éruption accidentelle de puits 14-20-065-10W5M	2010/08/17	Perte de contrôle d'un puits avec éruption accidentelle lors des opérations de réparation d'un événement sur un coffrage de surface	http://www.aer.ca/documents/reports/IR_20110823_PennWest.pdf
Canadian Natural Resources Limited	Éruption accidentelle de puits 09-12-75-12W6M	2010/02/24	Éruption accidentelle d'un puits avec incendie lors du forage	http://www.aer.ca/documents/reports/IR_20110211_CNRL.pdf
Daylight Energy Amalgamationco Ltd.	Libération de gaz contenant de l'hydrogène sulfuré en surface 06-23-047-10W5M	2009/12/16	Éruption accidentelle d'un puits de gaz lors de la mise en marche suite à la défaillance d'un ruban chauffant.	http://www.aer.ca/documents/reports/IR_20100721_Daylight.pdf
TAQA North Ltd.	Éruption accidentelle de puits 10-10-28-29W4M	2009/06/08	Éruption accidentelle d'un puits de gaz contenant de l'hydrogène sulfuré lors de la remise en marche au printemps suite à la défaillance d'un tube de 6,35 mm	http://www.aer.ca/documents/reports/IR_20100111_TAQANorth.pdf
EnCana Oil and Gas Co. Ltd.	Éruption accidentelle de puits 15-20-19-08W4M	2008/10/02	Équipement anti éruption inadéquat; absence de procédures écrites; Déficience en formation	http://www.aer.ca/documents/reports/IR_20090601_EnCanaBlowOut.pdf
Harvest Operations Corporation	Opération suspendue d'un puits 07-11-015-09W4M	2008/09/08	Fuite d'huile sur un puits dont les opérations avaient été suspendues	http://www.aer.ca/documents/reports/IR_20090618_HarvestEnergy.pdf

<http://www.aer.ca/data-and-publications/publications/investigation-reports>

Annexe 2 Événements accidents Colombie Britannique

Compagnie	Identification de l'événement	Date	Causes de l'événement	Lien
Suncor	Perte de contrôle du puits Suncor Altares 16-12-84-26	2012/02/04	Perte de contrôle d'un puits avec éruption accidentelle lors des opérations suite à une brusque augmentation de la pression lors du forage	http://www.bcogc.ca/node/8215/download
EnCana Oil and Gas Co. Ltd.	Bris de conduite EnCana Swan Lake A5-7-77-14L WM	2009/10/22	Bris de conduite en tête de puits suite à l'érosion par le sable lors de la production	http://www.bcogc.ca/node/5676/download

<http://bcogc.ca/publications/reports>

Annexe 3 Événements accidents Texas

Éruptions accidentelles et problèmes de contrôle de puits

No	Date	Company	Lease/Facility Name	County	Fire	H ₂ S	Injuries	Deaths	Remarks
1	6/6/2013	Zachry Exploration, LLC	Tulane Gordon Unit	Colorado	N	N	0	0	Well blewout after flowing gas and sand up the casing. Wild Well Control was sent to the site..
2	5/20/2013	Marathon	Mccooy Unit	Live Oak	N	Y	0	0	Well control issue while killing the well to put in tubing. Packing gland at wellhead failed.
3	5/3/2013	Tarpon Oil & Gas Co.	BOA	Palo Pinto	N	N	0	0	Well took a kick at the formation
4	4/19/2013	Eagleridge Operating, LLC	Smith-Yorum	Denton	N	N	0	0	One nearby house evacuated. Drilling out frac plugs when well released an unexpected amount of produced gas.
5	4/10/2013	Petrohawk Operating Company	Horseshoe Springs State 113-16	Culberson	Y	N	0	0	Sick line deviation survey was being run when the gas blew out.
6	4/5/2013	Anadarko Petroleum Corporation	Davis 34-169 B unit	Ward	N	N	3	1	During the installation of a subpump, the well had been killed and the donut lifted when the well blewout.
7	3/27/2013	Anadarko E&P Onshore LLC	Black Ston	Martin	N	N	0	0	Nearby residents have been evacuated. During swabbing activities well came in.
8	2/28/2013	Le Norman Operating LLC	Ruth 87	Hemphill	N	N	1	0	Production casing parted during fracking. Wild well is on location.
9	2/22/2013	Rodessa Operating	Fenner	Jackson	N	N	0	0	Closed FM 530 from HWY 59 to site (about 10 miles)Well kicked when pulling out tubing.
10	2/13/2013	Occidental Permian LTD.	Denver Unit	Yoakum	N	N	0	0	Closed 400' of CR37o for an hour. Injection well started flowing oil and water outside of the casing.
11	2/13/2013	XTO Energy, Inc.	Brown-Altman -B-	Winkler	N	Y	0	0	Well started flowing when trying to remove downhole ESP equipment and tubing out to the water supply well.
12	2/11/2013	Trilogy Operating, Inc.	Holt Ranch	Martin	N	N	0	0	While fracture stimulating the well the frac head busted.
13	1/11/2013	Cimarex Energy Co.	Big Silver	Ward	N	N	0	0	Valve was accidentally left open below ground level in the cellar.
14	12/13/2012	Webb County Unlimited Resources, LLC	Ortiz	Duval	N	N	0	0	Valve failure caused well to flow.
15	11/5/2012	Kinder Morgan Production Co. LLC	Sacroc Unit	Scurry	N	Y	0	0	During plugging operations well started blowing out through the tubing when the tubing was approximately 10 ft. in the air.
16	8/25/2012	Sue-Ann Operating , L.C.	Middlebrook lease	Fort Bend	Y	N	0	0	Well blew out and caught fire.
17	8/20/2012	Maxmin Resources, LLC	Reissig, E.W. Sawyer	Lavaca	N	N	0	0	Well came in after they made a wireline run. They did not us lubricator and had no way to divert or control the well.
18	7/25/2012	Western Chief Operating, L.L.C.	James Worley	Houston	N	N	0	0	Lost control while fracing the well.
19	7/6/2012	Lareda Petroleum, Inc.	Elm Creek Ranch 34	Hemphill	Y	N	0	0	Well blew out and caused fire. Well plugged.
20	6/19/2012	GEL Petroleum, Inc.	Rycade	Matagorda	N	N	0	0	Workover rig was pulling rods out when well blew out.
21	5/31/2012	EXL Petroleum, LP	Totsy	Reeves	Y	N	0	0	After setting surface casing they hit a loss circulation zone and had been fighting an uncontrolled flow.
22	3/22/2012	Occidental Permian, Ltd.	Holt, O.B. /S/	Ector	N	Y	0	0	Well was leaking through split in the tubing just above the stuffing box. Pumping in brine water to kill the well.
23	3/17/2012	EC Stryker, Inc.	Epperson	Jack	N	N	0	0	Well received a kick when crew was pulling out a bottom hole.
24	3/7/2012	MJ Energy, LLC	Chumley V	Shelby	Y	N	0	0	Well blew out and caused fire. Operator pumped in mud to kill the well. Moving rig to bring in new one and is going to try to complete the well.
25	11/7/2011	Occidental Permian, LTD	Wasson ODC Unit	Yoakum	N	Y	0	0	Well was leaking outside of wellhead.
26	10/23/2011	Slawson Exploration Company, Inc.	Polizer	Milam	Y	N	1	0	Blowour occurred while tripping drill string and new bit in hole.
27	10/7/2011	Endeavor Energy Resources L.P.	M&M "5"	Martin	N	N	0	0	Intersection of Hwy 137 and State Hwy 176 was blocked to traffic from the West. To the East State Hwy 176/FM 3033 was blocked to traffic. The well began to flow during workover.

No	Date	Company	Lease/Facility Name	County	Fire	H ₂ S	Injuries	Deaths	Remarks
28	10/3/2011	Telesis Operating Co., Inc	CJM -7-	Schleicher	N	N	0	0	After perforating at 3850' and pulling out of the hole with the perforating gun to almost the surface the well blew out.
29	9/22/2011	Eagle Oil & gas Co.	Monroe 39	Reeves	N	Y	0	0	Casing parted during frac job, which caused the wellhead to separate from the well.
30	7/14/2011	KD Energy, LLC	Matl Lease	Matagorda	N	N	0	0	Production tubing sanded up and blew out covering A 2 acre area.
31	7/9/2011	Milagro Exploration, LLC	H.C. Cockburn lease	Wharton	N	N	0	0	Running in hole with surface casing and well started to flow and unload all mud.
32	6/28/2011	Anadarko E&P Company LP	BP Black Stone A-470 Unit	Newton	N	N	2	1	Valve failure in the area of the test manifold is the suspected cause.
33	6/27/2011	Endeavor Energy Resources L.P.	Ricker Rupert	Reagan	N	N	0	0	Casing had just been completed and BOP was removed to install wellhead when well started to kick and blew out from the side.
34	6/8/2011	Occidental Permian, LTD	Wasson ODC Unit	Yoakum	N	N	0	0	Loss of well control during workover.
35	6/4/2011	NFR Energy, LLC	Footo GU	Panola	N	N	0	0	Casing ruptured during fracture stimulation operations.
36	5/26/2011	William, Clayton Energy, Inc.	CWEI_CHK 197-13	Reeves	Y	N	0	0	While making a connection the well took a kick.
37	4/18/2011	Kaiser Francis Oil Co.	Kubala	Wharton	N	N	0	0	Well was recently fraced and during flow back/ clean up a leak developed on a Weco connection.
38	4/15/2011	Jetta Operating Co.	T.R. Booth	Fort Bend	N	N	0	0	Hit a gas pocket during drilling and well started blowing gas and mud. Plan is to plug well once all the gas is out of the hole.
39	3/16/2011	Devon Energy Production Co., L.P.	Drakester 209	Ward	N	N	0	0	While tripping in the hole the well started unloading through the drill pipe.
40	2/16/2011	Occidental Permian LTD.	North Cowden Unit	Ector	N	N	0	0	Leaking flowline was shut in due to a leak and well started spraying. Killed well with mud.
41	2/14/2011	Occidental Permian LTD.	North Cowden Unit	Ector	N	N	0	0	Leaking flowline was shut in for some time due to a leak and well pressured up and blew out. Initially it was just a spray of oil and then all CO2 gas. Killed well with mud.
42	2/14/2011	Murphy Energy Services, L.P.	Elise Fee NCT	Hardin	Y	N	0	0	Drilling out cement plug when well came in.
43	1/20/2011	Endeavor Energy Resources L.P.	Lewellen	Midland	N	N	0	0	While drilling well an air pocket ant the well belw out Yates gas and across CR1150. Highway and CR 1150 closed for a few hours.
44	1/12/2011	Occidental Permian LTD	North Cowden Unit	Ector	N	Y	0	0	Tubing parted beneath the ground level.
					8	7	7	2	
1	12/8/2010	XTO Energy	Elvin Barnett	Robertson	N	N	0	0	Well kicked during drilling. Closed BOPs but they did not hold.
2	12/3/2010	COG Operating	Ellie Lease	Upton	Y	N	1	0	Gas kicked and ignited, injuring one man.
3	11/14/2010	Virtex Operating Company, Inc.	Charles A. Beaver, Sr.	Frio	N	Y	0	0	Virtex was drilling new well about 50 +/- feet away from old well and old well blew out. CR 1581 closed.
4	11/9/2010	Kinder Morgan Production Co LLC	Yates Fiedl Unit	Pecos	N	Y	0	0	All county road and lease roads leading to the well area were blocked off. Well kicked while being converted from production to CO2 injection well. Operator pumped rubber into well in order to plug leaking BOP and then regained control of well.
5	11/10/2010	Occidental Permian	Denver Unit	Yoakum	N	N	0	0	A well runner was making an attempt to close off tubing valve after a needle valve had broken off. New valve connection was placed at the top of wellhead to regain control.
6	11/10/2010	Apache Corporation	East Mallett Unit	Cochran	N	Y	0	0	Well kicked when pulling out tubing. Able to gain control of well by pumping mud and with Blowout preventer.
7	9/29/2010	Occidental Permian LTD	Levelland Unit	Hockley	N	N	0	0	Replacing packing when well blew out. Well pressured up and blew the packing rubbers.
8	9/22/2010	Kinder Morgan Production Co. LLC	Sacroc Unit	Scurry	N	N	0	0	Hole in the surface casing. (Well was being used as a disposal well.

No	Date	Company	Lease/Facility Name	County	Fire	H ₂ S	Injuries	Deaths	Remarks
9	9/22/2010	Unit Petroleum Company	Blackstone- Duff gas unit	Hardin	N	N	0	0	Workover operations were finished at 5:00 pm and well appeared to be stable. At around 8:00 a homeowner in the area called in the blowout.
10	6/17/2010	Wilcox	Johnson, LK	Foard	N	N	0	0	Operator perforated hole w/ water @ 3,472' and gas came in, operator was expecting oil from the zone. Well was shut-in with BOP.
11	5/21/2010	XTO Energy	Sibley Estate	Lavaca	N	N	0	0	After drilling out the plug the well came in blowing gas over the derrick crown. The BOPs were shut in but failed.
12	5/17/2010	Anamdarko E&P Co. LP	Tovar West-Lloyd	Maverick	N	N	0	0	While pulling out 2 joints the well came in and unloaded.
13	5/5/2010	Sanchez Oil & Gas Corporation	La Pita	Cameron	N	N	0	0	When pipe was cut well began flowing and BOPs failed to close.
14	4/2/2010	Lavaca River Operating Co. LLC	Reid	Lavaca	N	N	0	0	Operator was tripping the drill pipe and gas began to kick.
15	4/8/2010	XTO Energy, Inc.	University Blk. 9	Andrews	N	N	0	0	Packer got stuck in BOP.
16	4/27/2010	Sandrige Expl. And Prod., LLC	Allison	Pecos	N	N	0	0	Controlled release afer well took a kick while drilling.
17	4/12/2010	Burlington Resources O&G CO., LP.	EW Lease	Palo Pinto	N	N	0	0	The well took a kick while plugging.
18	3/20/2010	Element Petroleum Operating	Barnes 3	Howard	N	N	0	0	Well began to blow while logging the well.
19	11/24/2009	Triad Energy Corp.	Seeligson Unit	Jim Wells	N	N	0	0	Well was assumed dead the BOP was removed. Well pressured up and the blowout began.
20	10/26/2009	XTO Energy INC.	New Horizons	Panola	N	N	0	0	Leaking packer was being snubbed out of the well when the tubing parted and well blew out.
21	9/14/2009	Encana	Mercer Ranch Lease	Tarrant	N	N	0	0	Pumper reported the well was spewing gas between the master valve and the surface casing flange.
22	8/18/2009	LGDC Corp.	Dompier-Nix	Fort Bend	N	N	0	0	Operations were underway to fish a packer at 5785' and while tripping out of the hole, the well cam to.
23	8/27/2009	DCP Austin Gathering	Pipeline Gathering	Lee	Y	N	0	0	Pipeline Ruptured without external impact. Line was shut in and fire burned itself out.
24	8/12/2009	Chesapeake Operating, Inc.	TXL -B-	Ector	N	N	0	0	Loss of well control after frac job.
25	8/8/2009	Quicksilver Resources INC.	Alliance "L" Pad	Tarrant	N	N	0	0	During drill out operations they suspect the tubing split and blowout occurred through casing.
26	7/6/2009	Dewbre Petroleum Corp	Charles	Lavaca	N	N	1	0	Removing existing wellhead and the well began to flow dry gas and produced water.
27	7/1/2009	XTO Energy	Weatherby Unit	Johnson	N	N	0	0	Going into circulate clean when they hit a perf and the tubing failed. 12 residents evacuated and public roads to the lease closed.
28	6/11/2009	Kinder Morgan Production Co LLC	Sacroc Unit	Scurry	N	Y	0	0	5-6 homes evacuated as a precaution. Well was leaking from brandenhead or/the casing annulus. H2S was monitored the entire time.
29	4/23/2009	Encanca Oil & Gas (USA) Inc.	DCR	Robertson	N	Y	0	1	Rig was on well pulling coiled tubing after clean out job; tubing became stuck and well started flowing. Injured person passed away at later time.
30	4/16/2009	The Daniels Corporation	McCracken, Catherine	Harris	N	N	0	0	Casing valve leaking. Near subdivision and strip mall. Kohl's and Target were shut down. Well was on orphaned well list to plug with state funded plugging.
31	3/30/2009	Exxcel Operating Company	Nortington	Wharton	N	N	0	0	Casing valve cut out while bleeding off the pressure from the production casing.
32	2/5/2009	Krescent Energy Company	Quinn	Tyler	N	N/A	0	0	
33	2/9/2009	Del Mar Exploration Company	Perkins-Lagasse	Nueces	N	N	0	0	Well kicked when operator was entering hole with 2 joints of drill pipe. Considered a short duration blowout; loss of 30bbbls.
34	1/9/2009	Mewbourne oil company	Leslie Webb Et Al	Hemphill	Y	N	0	0	Blowout occurred during a bit change tip.
35	12/2/2008	Kinder Morgan Production Co. LLC	Sarco Unit	Scurry	N	Y	0	0	
36	11/14/2008	Kingwood Exploration	Sharpshooter	Brazoria	N	N	0	0	County road 242 closed. Well had a hole in the surface casing and was leaking.
37	10/9/2008	Culebra Oil & Gas, LLC	M. Smith Lease	Palo Pinto	N	N	0	0	Hole developed in flow line from wellhead.

No	Date	Company	Lease/Facility Name	County	Fire	H ₂ S	Injuries	Deaths	Remarks
38	10/7/2008	Energen Resources Corp	North Westbrook Unit	Mitchell	N	N	1	0	Well was blowing through pit and choke manifold
39	9/23/2008	Fairways Offshore Expl. Inc.	State Tract 366-L	Bazoria	N	N	0	0	Bell nipple failed during nitrogen fracture stimulation
49	9/17/2008	SE Energy, L.L.C.	Tenaha SED	Shelby	N	N	0	0	Operator was having problems with well; controlling it with 12.3 ppm mud. Closed BOPS and well blewout
50	8/24/2008	Blue Start Operating Co.	Rachul, Verna ET Al	Robertson	N	Y	1	0	Person ran over well head, causing blowout
51	8/15/2008	Kinder Morgan Production Co LP (463318)	Saroc Unit	Scurry	N	N	0	0	brandenhead cracked, venting produced water
52	7/22/2008	Holifield Oil Co.	Dawsey Lease	Lee	N	N	0	0	Landowner clearing land knocked off valve with bulldozer
53	5/8/2008	Express Oil Co.	Reyes	Dimmit	Y	N	5	0	well blew out thru the Kelly, well was being re-completed
54	4/15/2008	Decker Operating	Mary Macha Gas Unit 2	Wharton	N	N	0	0	swabbed well in,blew cement out,well shut-in
55	3/7/2008	Hunt Petroleum Corporation	Allie Marie Hogg	Panola	N	N	0	0	valve developed leak
56	2/18/2008	ANADARKO PETROLEUM CORP.	Buford and Blow	Gregg	Y	N	0	0	
57	1/28/2008	Cabot Oil & Gas	Pinkerton	Rusk	N	N	0	0	valve on frac stack failed, 61 people evacuated
58	1/26/2008	CWC OIL AND GAS CO	R M White	Chambers	N	N	0	0	venting gas created cloud,sheriff closed Hwy,well shut-in
59	1/2/2008	Petroplex Energy, Inc.	Petrey	Reeves	N	Y	0	0	valve in cellar blew off, plan to try and unstick drill pipe
60	12/16/2007	BRIGHAM OIL & GAS, L.P.	Sullivan, D. J.	Brooks	N	N	0	0	crew going back into hole with tubing,well began flowing back at them
61	11/2/2007	Kinder Morgan Production Co LLC	Saroc Unit	Scurry	N	N	0	0	bottom valve failed while changing out master valve on tree
62	10/23/2007	Famcor Oil, Inc.	Santa Fe #B	Polk	N	N	0	0	casing valve left open, valve cut out and will be replaced
63	10/20/2007	WHITING PETROLEUM CORPORATION	G. W. O'Brien	Winkler	N	N	1	0	worker fatally injured by rig equipment
64	10/9/2007	Bomco USA	International Disposal	Harris	N	N	0	0	gas blew valve off casing side
65	10/2/2007	Samson Lone Star, LLC	J. W. Elliott	Smith	N	N	0	0	tubing was cut, gas started flowing up
66	9/24/2007	Petroplex Energy, Inc.	Quinn	Reeves	N	Y	0	0	Hole blew
67	8/9/2007	Chesapeake Operating	Rock Creek Drilling Permit	Tarrant	N	N	0	0	connection had a leak and got cut
68	8/9/2007	Encana Oil & gas	McLean A No. 2	Robertson	Y	N	0	0	rig light caused dry gas to catch fire, burning rig
69	8/7/2007	Chesapeake Operating	Rock Creek		N	N	0	0	
70	7/20/2007	REH, Inc.	Fromme Gas Unit #1	Goliad	N	N	0	0	production casing started leaking
71	7/17/2007	Chesapeake Operating, Inc.	Reed 1	Wheeler	N	N	0	0	attempting to install blow out preventer, well kicked.
72	6/26/2007	Jerry Hess Operating	Callejo "A"	Dallas	N	N	0	0	well took a kick
73	6/25/2007	Kinder Morgan Production Co. LP	Saroc Unit	Scurry	N	N	0	0	contractor broke casing nipple
74	6/12/2007	TELEO			N	N	0	0	well took gas kick
75	6/14/2007	Kinder Morgan Production Co LP	Saroc Unit	Scurry	N	N	0	0	operator snagged a valve on the well casing
76	6/8/2007	Dominion	Edwin S. Jr. "U"	Sutton	Y	N	3	0	kick of gas with condensate
77	05/17/07	Pioneer Natural Res. USA, Inc.	University 1-33	Reagan	N	N	0	0	
78	5/16/07	Burlington Res O & G Co-Midland	Waddell, W.N.	Crane	N	Y	0	0	Lost circulation gas started to flow from the casing side of the well.
79	5/6/2007	Merritt Energy	Kavanaugh & Collins	Polk	N	N	0	0	
80	4/25/07	Upham Oil & Gas Company	J. Andreaatta	Palo Pinto	N	N	0	0	Operator was tripping the drill pipe.
81	4/3/2007	Fossil Resources, Inc.	Marvin B. McBride Jr.	Nacogdoches	N	N	0	0	port on the wellhead below the bop blewout.
82	3/19/07	Exxon Mobil	Means San Andres	Andrews	N	N	0	0	casing disconnected.
83	2/23/2007	Devon Energy Prod Co LP	C.E. Neal GU B-1	Freestone	N	N	0	0	failure of the well head below the frac valve.
84	2/7/2007	Encana Oil & gas	Classic Oak	Johnson	N	N	0	0	well head equipment failure
85	1/22/2007	Cologne Production Company	Schmidt, L.A. "A"	Victoria	Y	N	0	0	TBG Parted
86	1/19/2007	Burlington Resources	T-Bar-X/Sullivan Gas Unit	Robertson	N	N	0	0	removing BOPs
87	1/15/2007	Riata Energy Inc.	West Ranch	Pecos	N	N	0	0	

No	Date	Company	Lease/Facility Name	County	Fire	H ₂ S	Injuries	Deaths	Remarks
88	1/13/2007	Riata Energy Inc.	West Ranch	Pecos	N	Y	0	0	
89	1/9/2007	Carthage School	Carthage High School	Panola	N	N	0	0	fresh water well at the school blowing natural gas
90	12/7/2006	XTO Energy	Pirkle	Panola	N	N	0	0	drilling break
91	10/23/2006	Occidental Permian LTD.	Willard Unit	Yoakum	N	N	0	0	well was undergoing a workover and the well came in
92	10/22/2006	Samson Lone Star LP	McClintock	Jefferson	N	N	0	0	
93	10/5/2006	Chaparral Energy	Hacienda State	Loving	N	N	0	0	Key Energy truck backed into the well.
94	9/29/2006	LCX Energy, LLC	Cowden "B"	Midland	Y	N	0	0	making a connection and well kicked.
95	9/3/2006	Devon Energy Production Co	Burkhart	Matagorda	N	N	0	0	dresser sleeve blew off a flowline
96	8/25/2006	Forest Oil Corporation	State 71	Reeves	N	N	0	0	equipment related to the snubbing unit broke loose
97	8/21/2006	Lou Little Operating Co.	Klmitchek	Lavaca	Y	N	0	0	making a bit trip when the well came in
98	8/14/2006	Arrington, David H Oil & Gas	Ericson Clark	Live Oak	N	N	0	0	tripping out of the hold to make a logging run.
99	8/10/2006	Apache Corporation	Zengerlee, Wayne	De Witt	N	N	0	0	
100	8/2/2006	Newpark Env. Services		Jefferson	N	N	0	0	drilled through salt plug
101	7/27/2006	Fasken Oil & Ranch Ltd.	Blakeney, B.H., -J-	Ector	N	N	0	0	scale caused tubing to pop out
102	7/13/2006	GEL Petroleum	Howard Smith Fee	Matagorda	N	N	0	0	well pressured up.
103	6/28/2006	Riata Energy Inc	West Ranch	Pecos	N	N	0	0	shut in bottom pipe rams and forgot to shut in top blind rams.
104	6/27/2006	Whiting Oil & Gas Corporation	Allday "N14"	Howard	N	N	0	0	
105	6/25/2006	Occidental Permian Ltd	Cedar Lake Unit	Gaines	N	N	0	0	hole in a bradenhead nipple
106	5/24/2006	Quail Creek Oil Corp.	Dolbear Fee	Liberty	N	N	0	0	none
107	4/24/2006	Gaither Petroleum	S. Hampton	Hardin	N	N	0	0	operator pulling wireline out of well when well kicked.
108	4/22/2006	XTO Energy Inc.	Gosey Unit	Tarrant	N	N	0	1	one of the employees removed a plug or valve
109	4/19/2006	Italian-American Oil	Cowan-Zollman	Grimes	N	Y	0	0	could not close casing valve.
110	4/12/2006	Occidental Permian LTD	Denver Unit	Gaines	N	N	0	0	semi truck backed over injection well.
111	3/3/2006	Sharp Image Energy, Inc.	Eiland, Alice	Scurry	N	Y	0	0	tubing broke off at the slips at the wellhead.
112	3/1/2006	Kinder Morgan Production Co LP	Claytonville (Canyon Lime)	Fisher	N	N	0	0	kick while tripping out of the hole with a core string.
113	2/28/2006	Occidental Permian LTD	Denver Unit	Yoakum	N	Y	0	0	broken casing wing valve.
114	2/22/2006	Gruy Petroleum Management Co	War-Wink University 18-34 "A"	Ward	N	N	0	0	Uncontrolled flow
115	2/15/2006	Kinder Morgan Production Co. LP	Sacroc Unit	Scurry	Y	N	0	0	pipe nipple blew out
116	2/13/2006	Whiting Oil & Gas Corporation	O'Brien, G.W. etal	Winkler	Y	N	0	0	Coils on the unit ruptured
117	2/12/2006	Kinder Morgan Production Co. LP	Sacroc Unit	Scurry	N	N	0	0	Valve on tbg/csg annulus failed.
118	2/10/2006	Fasken Oil & Ranch Ltd.	Slaughter, NW San Andres	Cochran	N	N	0	0	leaking gas thru a needle valve.
119	1/18/2006	Kaler Energy Corp	Webb	Lavaca	Y	N	0	0	pulling drill pipe.
120	1/9/2006	Occidental Permian Ltd	Denver Unit	Yoakum	N	N	0	0	
121	1/4/2006	Tempest Energy Resources	McCarthy Family Trust	Chambers	N	N	0	0	Attempts to correct a faulty cement job
121					12	13	14	2	
1	12/14/2005	Telesis Operating Co., Inc	Ritchie-37-	Palo Pinto	Y	N	1	0	crater created explosion
2	2012/04/05	Endeavor Energy Resources L.P.	Curry	Reeves	Y	N	0	0	unknown
3	10/29/05	Enerquest Corp.	Graves Gas Unit	Shelby	Y	N	0	0	Gas kick during drilling
4	10/28/05	HILL-LAKE GAS STORAGE	Hill (Lake Sand)	Eastland	N	Y	0	0	
5	10/28/05	MCCOWN ENGINEERING	Lee	Palo Pinto	N	N	0	0	Gas kick during drilling

No	Date	Company	Lease/Facility Name	County	Fire	H ₂ S	Injuries	Deaths	Remarks
6	10/27/05	XTO Energy Inc	Cornell Unit	Yoakum	N	N	0	0	blanking plug fell on through the packer
7	10/20/05	Esesjay Operating Inc.	Bialek Gas Unit	DeWitt	N	N	0	0	when well kicked the blind rams were shut in on drill pipe.
8	2010/10/05	Palmer Petroleum Inc.	Starnes	Madison	N	N	0	0	Cause of spray from the wellhead is tubing/casin packing failure
9	09/29/05	JILPETCO INC.	Barron	Palo Pinto	N	N	0	0	mud blew out kill line into reserve pit.
10	2009/11/05	Occidental Permian Ltd.	Wasson ODC Unit	Yoakum	N	N	0	0	blowing out through the packing on the tubing/casing wellhead.
11	8/18/05	Stratco Operating Co, Inc	Lewis, J. C.	Matagorda	N	Y	0	0	well was left flowing while being worked over during the night
12	2008-05-05	Virtex Petroleum Co, Inc	Garrison Gas Unit	Nacogdoche	N	N	0	0	BOP stack failed to hold.
13	7/29/05	C & E Operating	Tigner	Calhoun	N	N	0	0	seal on the bop started leaking.
14	7/26/05	Force 4 Energy Resources Inc.	A. E. Prost Gas Unit	Live Oak	N	N	0	0	Plugging Operation
15	7/13/05	Tamarack Petroleum Company Inc	Harrison, w. Lee Unit	Lubbock	N	N	0	0	Closed valve did not hold.
16	6/27/05	Geovest	Flanagan C Gas Unit	Gregg	N	N	0	0	well casing parted during fracture operation
17	6/23/05	ExxonMobil	Bracewell Unit	Grimes	N	Y	1		3/4 inch valve blew off
18	6/17/05	Dewbre Petroleum Corp	R. Ruhmann Gas Unit	Karnes	N	N	0	0	Packer Failed
19	2006-01-05	LGDC Corp	Shmidl-Brooks	Harris	Y	N	0	0	
20	5/16/05	Mission Resources Corporation	Fritz Weise	Goliad	N	N	0	0	failed grease fitting on the tree.
21	5/13/05	Wiser Oil Co., The	Hondo	Loving	N	Y	0	0	
22	2005-01-05	Celero Energy, L.P.	G. W. O'Brien	Winkler	N	N	0	0	operator unable to close blowout preventers
23	4/28/05	Newfield Exploration Company	Culver, G. W.	Gregg	N	N	0	0	
24	4/26/05	BP America	Shchultz "A"	Lipscomb	N	N	0	0	power swivel fell into rod basket of pulling unit.
25	2003-10-05	Atmic Inc	Hurta	Fort Bend	N	Y	0	0	
26	2/28/05	7711 Corp	Little Unit	Brazos	Y	N	0	0	Local Fire Department on location.
27	2002-12-05	PRIMAL ENERGY CORPORATION	E. R. Taylor	Harris	N	N	0	0	
28	1/30/05	ENERVEST OPERATING L.L.C.	Enervest Fee O.B. Price	Mitchell	N	N	0	0	Production casing rose out of ground
29	1/24/05	DOMINION EXPL. & PROD., INC.	Sheridan Gas Unit	Colorado	N	N	0	0	4 mi SE of Sheridan
30	1/19/05	OCCIDENTAL PERMIAN LTD.	Denver Unit	Yoakum	N	N	0	0	W on Hwy 83 to Hwy 1622 from Denver City
31	1/18/05	COMSTOCK OIL & GAS, INC.	BSMC Unit B	Polk	N	N	0	0	E on 190 11.5 miles
32	12/22/04	Occidental Permian Ltd.	Denver Unit	Gaines	N	N	0	0	Sec 44 blk AX PSL Survey
33	11/15/04	Marathon Oil Company	USA Ellington	Shelby	N	N	0	0	N of Milam on Hwy 287 to FM 2261
34	2011-10-04	Endeavor Energy Resources L.P.	Texas American Syndicate Unit "316"	Pecos	Y	N	0	0	4 1/2" liner ws blown out of the hole.
35	10/28/04	Riata Energy Inc	West Ranch	Pecos	N	N	0	0	weak point in flowline split
36	2008-02-04	Kinder Morgan	Sacroc Unit	Scurry	N	N	0	0	sub pump mandrell corroded
37	7/14/04	Dow Chemical	Dow Fee	Brazoria	Y	N	0	0	lost circulation, well came in and ignited at shale shaker
38	6/13/04	Dow Chemical	Dow	Brazoria	N	Y	0	0	remnants of product released from a subsurface failure
39	2006-10-04	BRG Petroleum Corp	Peterson Gas Unit	Nacogdoche	N	N	0	0	wellhead gave up right underneath the BOPS
40	2005-04-04	Ventex Oper. Corp	Saint David	Matagorda	N	N	0	0	
41	4/2/2004	LYNX OPERATING	Elam	Gaines	N	N	1	0	attempting to complete in the Yate fm at 3000"
42	3/3/2004	TRANSTEXAS GAS CORPORATION	Guenther Gas Unit	Wharton	N	N	0	0	
43	2/9/2004	Patterson Petroleum L.P.	Loyd	Brazos	N	N	0	0	
44	2/5/2004	Loudon Exploration, Inc.	Lopez	Brooks	N	N	0	0	

No	Date	Company	Lease/Facility Name	County	Fire	H ₂ S	Injuries	Deaths	Remarks
45	11/2/2003	HOLLIMON OIL CORP	Hewitt "A"	Victoria	N	N	0	0	
46	10/27/2003	CLASSIC OIL & GAS, INC.	S.L. Hol	Panola	N	N	0	0	choke valve had cut out on the tree
47	10/18/2003	ENDEAVOR ENERGY RESOU			N	N	0	0	
48	8/6/2003	HOLLIMON OIL CORP	Strieback	Live Oak	Y	N	0	0	
49	7/31/2003	ENERGEN RESOURCES CORP	North Robetson Unit	Gaines	N	N	0	0	nipple on casing blew
50	7/22/2003	PXP GULF COAST INC	TXU-Tompkins	Panola	N	N	0	0	
51	3/6/2003	CHIEF OPERATING CO.	Mitchell	Waller	N	N	2	0	impr.plugged & being reentered
52	2/18/2003	JAMEX, INC.	McDonald, Zoe Blunt	Liberty	N	N	0	0	well was killed
53	1/14/2003	LONE WOLF OPERATING COMPANY	J. B. Children 1991 Trust	Waller	N	N	0	0	pulling tubing & packer blew last 3 jts out of hole
54	1/6/2003	SOTHWESTERN ENERGY PRODUCTION	Jasper Wilson Gas Unit 1	Smith	N	N	0	0	
55	12/14/2002	NES PERMIAN BASIN, L.P.	Big Springs Brine Station	Howard	N	N	0	0	
56	10/9/2002	PEOPLES ENERGY PROD.-TX,L.P.	Amoco Fee	Jefferson	N	N	0	0	
57	9/25/2002	JERRY HESS OPERATING CO.	Griffin	Denton	N	N	0	0	
58	9/23/2002	BP AMERICAN PRODUCTION COMPANY	Banner Estate	Terrell	N	N	0	0	
59	9/12/2002	JERRY HESS OPERATING CO.	Foster	Wise	N	N	0	0	killed well using lese brine
60	9/9/2002	EL PASO PRODUCTION O&G CO	Walker	Kleberg	N	N	0	0	
61	7/10/2002	RANGE PRODUCTION COMPANY	Fitch-Mosier	Lavaca	N	N	0	0	
62	6/24/2002	DEVON GAS SERVICES, LP	Tunis A Compressor		Y	N	0	0	Comp.caught fire being cleaned
63	6/18/2002	STOVAL OPERATING CO	Joe Singleton	Palo Pinto	N	N	0	0	
64	6/17/2002	KAISER-FRANCIS OIL CO.	Drastata	Wharton	N	N	0	0	
65	6/9/2002	UNITED OIL & MINERALS	United	Lavaca	N	N	0	0	
66	5/27/2002	DEVON ENERGY OPERATING CO. L.P.	DCCO 1-Sullivan, P.G."A"	Denton	N	N	0	0	
67	5/16/2002	3-R Production, Inc.	I.G.Yates	Jack	N	N	0	0	
68	4/3/2002	FOUR SEVENS OP. COMPANY., LTD.	Haslett "78" GU	Tarrant	N	N	0	0	
69	4/3/2002	DEWBRE PETROLEUM	Allen East	Kleberg	N	N	0	0	
70	2/27/2002	SANDI PRODUCTION INC.	St.Regis Paper Co.,Et Al	Trinity	N	N	0	0	
71	3/24/2002	BRIGHAM OIL & GAS, L.P.	Burkhart	Matagorda	N	N	0	0	Blowing dry gas
72	11/23/2001	PHILLIPS PETROLEUM COMPANY	Ruby	Shelby	N	N	0	0	
73	6/13/01	COASTAL OIL & GAS CORPORATION	Guerra GU "D" ?	Starr	N	N	0	0	Workover-replacing tubing
74	9/13/01	RANGE PRODUCTION COMPANY	RW FOSTER 15	Sterling	N	N	0	0	
75	2006-05-01	MARATHON OIL COMPANY	Utley "C"	Freestone	N	N	0	0	Swabbing-well kicked
76	5/31/01	ASCEND OIL & GAS LLC	Elder	?	N	N	0	0	Shut-in well pressured up
77	5/22/01	GAITHER PETROLEUM CORPORATION	THEUMAN	Colorado	N	N	0	0	

No	Date	Company	Lease/Facility Name	County	Fire	H ₂ S	Injuries	Deaths	Remarks
78	5/21/01	BROWN OIL & GAS	Reid, J. W.	Limestone	N	N	0	0	Pulled tubing-well kicked
79	5/16/01	COASTAL OIL & GAS CORPORATION	Samano	Starr	N	N	0	0	Drilling well-water supply well blew
80	2005-12-01	ESENJAY EXPLORATION, INC.	Runnels Gas Unit	Matagorda	N	N	0	0	Drill Well
81	2005-04-01	TEXAS CRUDE ENERGY, INC.	Smith	Nueces	N	N	0	0	Drilling-Bull Plug Failure
82	4/30/01	KEBO OIL & GAS, INC.	Clay West Burns	Live Oak	N	N	0	0	Drilling break-well kicked
83	2004-10-01	OXY PERMIAN	Cedar Lake Unit	Gaines	N	N	0	0	Started flowing gas between csg & tbq
84	2003-07-01	REXCOM, INC.	Moczygamba	Wilson	N	N	0	0	Workover-dropped on joint of tubing
85	2/22/01	SHARP IMAGE ENERGY, INC.	S. Lake Thomas	Borden	N	N	2	0	Swabbing-well kicked
86	2/19/01	MITCHELL ENERGY CORPORATION	Logan, H. H.	Wise	N	N	0	0	Drill Well-pulling out of hole
87	2/16/01	OXY PERMIAN	Denver Unit	Yoakum	N	Y	0	0	Mechanical failure on pumping unit
88	2/16/01	RTC RESOURCES INC.	Litman	Waller	N	N	0	0	Logging well-well kicked
89	1/19/01	MUELLER EXPLORATION, INC.	McReynolds	Lavaca	N	N	0	0	
90	1/18/01	CHEVRON U. S. A. INC.	Hutchings Stock Assn.	Ward	N	N	0	0	C02 Flood-Flowing back a well
91	1/16/01	GEN-NAN RESOURCES & EQUIP., INC.	Kuratti	Waller	N	N	0	0	
92	04/01/01	CADDO ENERGY	McKinley		N	N	0	0	
93	02/01/01	HS RESOURCES, INC.	Arriola	Hardin	N	N	0	0	Underground Well Control Problem
93					8	6	7	0	
1	12/22/00	OCCIDENTAL PERMIAN LTD.	Central Mallet Unit	Hockley	N	N	0	0	Hole in tubing
2	12/8/00	MAYNARD OIL COMPANY	Slaughter "H"	Garza	N	N	0	0	Failure during production operations
3	11/26/00	SOUTHERN EXPLORATION, INC.	Stephens 21	Shackelford	N	N	0	0	Drilling-Well Kicked
4	11/19/00	MODERN EXPLORATION, INC.	ROK	Lavaca	Y	N	0	0	Blew while tripping out of well
5	11/7/00	DREYFUS, LOUIS NATURAL GAS CORP.	Valiant LR	Sutton	N	Y	0	0	Drilling w/air (9-10 ppm or H2S)
6	11/5/00	WISER OIL COMPANY, THE	Wellman Unit	Terry	N	N	0	0	Inactive well pressured up
7	10/31/00	DOMINION EXPL. & PROD., INC.	Kenaf Industries Unit	Willacy	N	N	0	0	Blew while tripping out of well
8	10/18/00	AGHORN OPERATING, INC.	Gist "C"	Ector	N	Y	0	0	Producing well developed leak
9	9/6/00	SPUR OPERATING CO.	Duran, Fannie P.	Matagorda	N	N	0	0	Recompletion-Perfed well
10	8/21/00	ENERGY DEVELOPMENT CORP.	Brown/Stark	Orange	N	N	0	0	Plugging Operation
11	8/19/00	ASPECT RESOURCES LLC	Edmonds	Chambers	N	N	0	0	Drilling-Well Kicked
12	8/17/00	WILLIAMS, CLAYTON ENERGY, INC.	Mary Muse Unit	Robertson	N	N	0	0	Drilling-Suspect Hole in Casing
13	8/14/00	PHILLIPS PETROLEUM COMPANY	Goldsmith Andector Unit	Ector	N	Y	0	0	660 ppm H2S detected-New Well
14	8/1/00	CROWNQUEST OPERATING, LLC.	Whit "E"	Glasscock	Y	N	0	0	Running Casing
15	7/19/00	ALLEGRO INVESTMENTS, INC.	Weaver-Dugger Unit	Jackson	N	N	0	0	Drilling well

No	Date	Company	Lease/Facility Name	County	Fire	H ₂ S	Injuries	Deaths	Remarks
16	7/8/00	PONTIAC OIL, INC.	Womack, J. Y.	San Patricio	N	N	0	0	Tractor sheared wellhead off
17	6/18/00	COBRA OIL & GAS	Libra Unit	Fort Bend	N	N	0	0	Gas kick during drilling
18	6/15/00	CHEVRON U. S. A. INC.	McElroy, J. T.	Crane	N	Y	1	0	Pool Employee Overcome
19	5/19/00	STRAT LAND EXPLORATION COMPANY	Thomas	Lipscomb	N	N	4	0	Fracing well-well bridged & released
20	5/10/00	CROSS TIMBERS OPERATING COMPANY	Newsome	Freestone	N	N	0	0	Fracing well
21	4/5/00	CHEVRON U. S. A. INC.	Hutchings Stock Assn.	Ward	N	Y	0	0	Workover operations
22	3/21/00	ALTURA ENERGY LTD.	Witcher, J. E. -A-	Ector	N	N	2	0	Plugging Operation
23	3/16/00	AUDEN OIL INC.	Long	Jefferson	N	N	0	0	Pumping Well - Hole in sur csg.
24	2/3/00	GINCO OPERATING CO.	Geary, A. F., -A-	Caldwell	N	Y	0	0	(Abandoned Well)
25	1/17/00	CONOCO INC.	Vaquillas Ranch Co. LTD	Webb	N	N	0	0	
26	1/4/00	TALON DEVELOPMENT CO., INC.	Woodruff	Victoria	N	N	0	0	
27	12/7/99	TXU LONE STAR PIPELINE	Tri-Cities Gas Storage Unit	Henderson	N	N	0	0	Workover
28	11/30/99	UNION OIL COMPANY OF CALIFORNIA	Central Van Woodbine Unit	Van Zandt	N	N	0	0	Valve removed-Well kicked
29	11/23/99	MASTERS RESOURCES, L.L.C.	N. Point Bolivar Frio State Unit	Galveston	N	N	0	0	(Dray gas leak from wellhead)
30	10/11/99	DOUGLAS PETROLEUM INC.	Grotte OL	Washington	N	N	0	0	
31	10/8/99	ELLIOTT OIL & GAS COMPANY	Price, J. E.	Brazoria	N	N	0	0	
32	10/5/99	GULFTIDE GAS CORPORATION	Coyle, Arthur J.	Colorado	N	N	0	0	(Production casing broken)
33	9/30/99	ANADARKO PETROLEUM CORP.	Blair "A"	Freestone	N	N	0	0	
34	9/22/99	ALTURA ENERGY LTD.	Midland Farms Deep Unit	Andrews	N	Y	5	0	
35	9/15/99	RANGE PRODUCTION COMPANY	RW Foster 16	Sterling	N	N	0	0	(Performing fracturing treatment
36	9/13/99	TALON PRODUCTION, INC.	Matthews	Throckmorton	N	N	0	0	
37	9/5/99	7711 CORPORATION, THE	Defresne Unit	Washington	N	N	0	0	(Annular Preventer Leak)
38	8/12/99	TEXTRON SOUTHWEST L.L.C.	Sabine Allen	Shelby	N	N	0	0	(Horizontal Drill)
39	8/11/99	ALTURA ENERGY LTD.	Anton-Irish Clearfork Unit	Hale	N	Y	0	0	(Producing Well)
40	7/16/99	UNION OIL COMPANY OF CALIFORNIA	Reinecke Unit	Borden	N	Y	3	0	
41	7/7/99	GEN-NAN RESOURCES & EQUIP., INC.	Martin	Waller	N	N	0	0	
42	7/6/99	REPUBLIC ENERGY INC.	Cocanougher, Charles	Wise	N	N	0	0	Preparing to run log-Well kicked
43	6/30/99	MITCHELL ENERGY CORPORATION	Albert Pavillard GU "B"	Wise	N	N	0	0	Drill Well
44	6/19/99	TEXAS AMERICAN RESOURCES COMPANY	Kirby Lumber Co. Etal - C-	Liberty	N	N	0	0	Rod broke & fell back into well
45	6/15/99	AMERADA HESS CORPORATION	Seminole San Andres Unit	Gaines	N	Y	0	0	In process of removing BOP
46	5/25/99	ANADARKO PETROLEUM CORP.	Stephens	Freestone	N	N	0	0	Drilling Operation

No	Date	Company	Lease/Facility Name	County	Fire	H ₂ S	Injuries	Deaths	Remarks
47	5/13/99	ESENJAY EXPLORATION, INC.	Rearwin, L.W.	Chambers	N	N	0	0	Downhole Blowout
48	4/5/99	MERIT ENERGY COMPANY	Barrera Unit	Hidalgo	N	N	0	0	Recompleting Well
49	3/18/99	IP PETROLEUM COMPANY, INC.	Morgans Bluff Hackberry Unit	Orange	N	N	0	0	Underground Blowout
50	3/16/99	CHEVRON U. S. A. INC.	Gutierrez, Chevron R.	Zapata	N	N	0	0	Key Energy - Flowback crew
51	2/7/99	CRESCENDO RESOURCES, L.P.	Hemdon, Edna J. "E"	Ochiltree	N	N	0	0	Caused by Trapped Nitrogen
52	2/7/99	SAMSON LONE STAR LP	Hancock	Wharton	Y	N	0	0	
53	2/2/99	COASTAL MANAGEMENT CORPORATION	Waddel Ranch Project/West Ranch	Crane	N	Y	1	0	Well Contol Problem
54	12/17/98	MUSTANG OPERATING COMPANY	Dickson	Rusk	N	N	0	0	
55	11/11/98	WILLIAMS, CLAYTON ENERGY, INC.	Fazzino	Robertson	N	Y	0	0	Pulling Core Barrel out of hole
56	11/6/98	UNION OIL COMPANY OF CALIFORNIA	Reinecke Unit	Borden	N	N	0	0	
57	10/7/98	TEXAS TRINITY ENERGY COMPANY INC	Flexure Royalty Co. Et Al	Walker	N	N	0	0	Logging-tree fell on wellhead
58	10/1/98	CONOCO INC.	Lundell	Webb	N	N	0	0	
59	9/3/98	SLAWSON EXPLORATION CO., INC.	Freeborn-Puma	Jim Wells	N	N	0	0	
60	8/11/98	MITCHELL ENERGY CORPORATION	Birdwell, E. L. GU	Wise	N	N	0	0	
61	7/30/98	ALTURA ENERGY LTD.	Cogdell Canyon Reef Unit	Kent	N	N	0	0	Was installing blowout preventor
62	7/28/98	MITCHELL ENERGY CORPORATION	Baker, James	Denton	N	N	0	0	
63	6/25/98	SAMSON LONESTAR L.P.	McQuitty, L. P.	Hemphill	N	N	0	0	(Blew during logging operations)
64	6/2/98	FRIO SWD INC.	Calvert, J. H	Frio	N	N	0	0	(Producing Well)
65	5/31/98	UNION PACIFIC RESOURCES CORP.	Glaesner	Austin	N	N	0	0	Control problem-lost circulation
66	5/21/98	GLOSSOP OIL & GAS	Cities Service etal	Pecos	N	Y	0	0	
67	5/21/98	SMITH PIPE OF ABILENE	Rice, J. A.	Eastland	N	N	0	0	Blewout during plugging
68	5/19/98	MITCHELL ENERGY CORPORATION	State Tract 86	Chambers	N	N	0	0	
69	5/17/98	TITAN RESOURCES I, INC.	Johnson, H. H.	Reeves	N	Y	0	0	Drilling well control problem
70	5/17/98	UNION PACIFIC RESOURCES CO.	Bison	Robertson	N	N	0	0	Well control problem - drilling
71	5/5/98	MADISON OIL COMPANY	Bond Subdivision	Wilbarger	N	N	0	0	(Well kicked during drilling)
72	3/23/98	ROCKWALL MARKETING CORPORATION	Spencer, W. E.	Bowie	N	Y	0	0	(Injection well blowout)
73	3/2/98	COSTILLA ENERGY, INC.	MigI-Mitchell	Lavaca	N	N	0	0	"Shut-in well"
74	2/17/98	LINDER OIL COMPANY, A PARTNERSHIP	Texaco Fee-Guerra "E" #1	Starr	N	N	0	0	Blew through casing
75	2/13/98	AMOCO PRODUCTION COMPANY	Woods, Milton (Deep) Gas Unit	Harrison	N	N	1	0	(Working on well seal gave way)
76	2/13/98	BRIGHAM OIL & GAS, L.P.	Elise 286	Lipscomb	N	N	0	0	(Blew during bit trip)
77	2/7/98	WHITING PETROLEUM CORPORATION	W. S. Rhodes Lease	Montgomery	Y	N	0	0	
78	1/23/98	LONDON BROWNING	Sabine Royalty Co. Unit	Grimes	N	N	0	0	Workover "plugging" rig

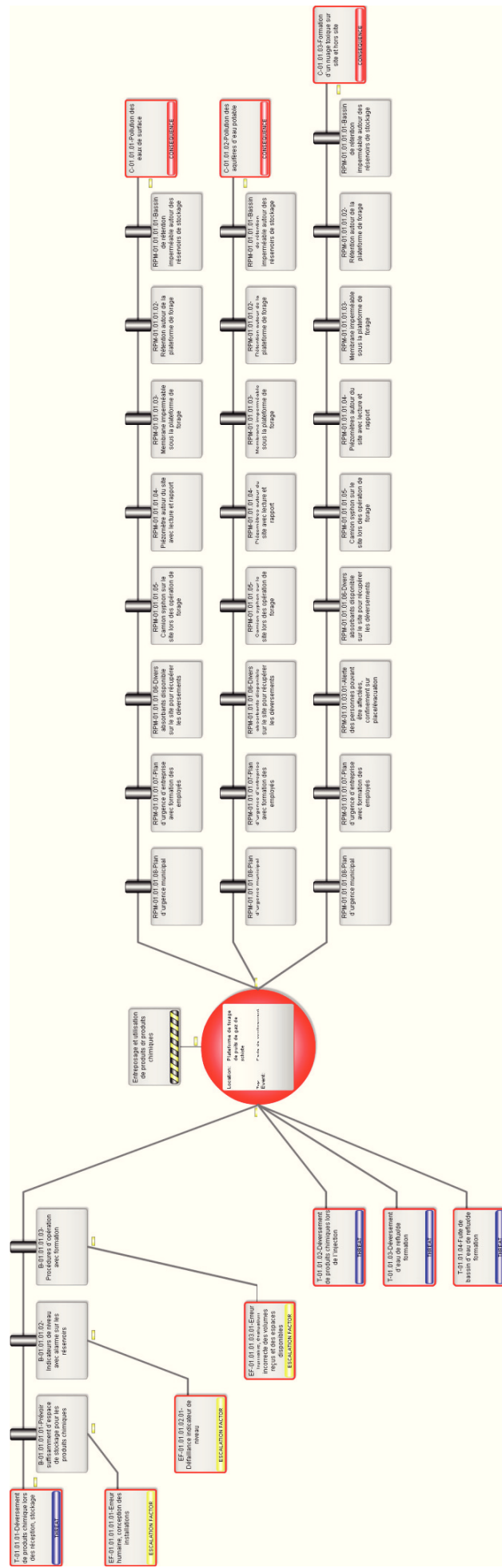
No	Date	Company	Lease/Facility Name	County	Fire	H ₂ S	Injuries	Deaths	Remarks
79	1/19/98	THE AMERICAN ENERGY OP. CORP.	Otto Seidel	Harris	N	N	0	0	
80	1/17/98	CABOT OIL & GAS CORP.	Stella Penn	McMullen	N	N	0	0	(Workover-casing split)
81	1/17/98	VINTAGE PETROLEUM, INC.	State Tract 65	Chambers	N	N	0	0	Pumping sub blewout
82	12/13/97	CABOT OIL & GAS CORPORATION	Stella Penn	McMullen	N	N	0	0	(Happened during completion)
83	12/12/97	TEXACO E & P INC.	Mabee Unit	Andrews	N	Y	0	0	"changing out ESP equipment"
84	12/8/97	TEXAS MERIDEN RES. EXPL., INC.	Monte Carlo Unit	Galveston	N	N	0	0	
85	11/17/97	HALL-HOUSTON OIL CO.	C. E. Balthrop, et al Gas Unit	Wharton	N	N	0	0	"Drilling operation"
86	11/17/97	VASTAR RESOURCES, INC.	Sweeney	Hidalgo	N	N	0	0	
87	10/30/97	MOBIL PRODUCING TX. & NM. INC.	Salt Creek Field Unit	Kent	N	N	0	0	
88	10/22/97	WHITING PETROLEUM CORPORATION	H.&T.C. RR Fee Lease	Hardin	N	N	0	0	
89	10/17/97	RAMSEY, WALTER E.	Lucy Gamble	Foard	N	N	0	0	(Plugging Operation)
90	9/30/97	EDGE PETROLEUM OPER. CO., INC.	D. M. Rush	Goliad	Y	N	0	0	
91	9/22/97	MARATHON OIL COMPANY	Yates Field Unit	Pecos	N	Y	0	0	Workover Rig
92	9/19/97	UNION PACIFIC RESOURCES COMPANY	Eva Marie Unit	Fayette	N	N	0	0	
93	9/5/97	MOBIL PRODUCING TX. & N.M. INC.	East Mallet Unit	Hockley	Y	N	0	0	Tubing ruptured on Inj. Well
94	9/1/97	D & P OPERATING CO.	E. A. Sweet	Brazoria	N	N	0	0	
95	8/26/97	LONE STAR PIPELINE CO.	Lake Dallas Gas Storage	Denton	N	N	0	0	
96	8/18/97	MOBIL PRODUCING TX & NM INC	Mallet Unit	Hockley	N	Y	0	0	Well was TA'd w/CIPB-CO2 flood
97	8/10/97	Bledsoe Petroleum Corp.	Esperson Moores Bluff	Liberty	N	N	0	0	
98	8/9/97	STEPHENS & JOHNSON OPERATING CO.	Herrera	Erath	N	N	0	0	
99	7/27/97	PEDECO INC.	Half-Oppeneheimer	Frio	Y	Y	0	0	
100	7/7/97	TRANSTEXAS GAS CORP.	Lauro Lopez	Jim Hogg	N	N	0	0	
101	6/18/97	TEXACO EXPL. & PROD INC.	Bryant G (Devonian) Unit	MIDLAND	N	N	0	0	
102	6/4/97	REATA OIL & GAS CORP.	O'Malley	Washington	N	N	0	0	
103	6/4/97	Sheild Petroleum	O'Malley	Washington	N	N	0	0	
104	5/31/97	DEEP ROCK RESOURCES INC.	Flower Foundation	Matagorda	N	N	0	0	
105	5/20/97	R.K. PETROLEUM CORPORATION	UNIVERSITY 30-P	WARD	N	N	0	0	
106	5/6/97	TRANSTEXAS GAS CORP	State Tract 331	GALVESTON	N	N	0	0	Drilling-Well control problem
107	4/3/97	SABRE OIL AND GAS CORP.	Gibson	Erath	N	N	0	0	
108	3/24/97	HILCORP ENERGY CO.	Broussard-Herbert-LeBlanc	JEFFERSON	N	N	0	0	
109	3/15/97	ABRAXAS PETROLEUM CORPORATION	Caprito 83	WARD	Y	N	0	0	
110	3/1/97	ENERGY RESOURCES MANAGEMENT, INC	RICHARDSON, C.F. ET AL	WASHINGTON	N	N	0	0	
111	2/17/97	ANDERSON OIL CORPORATION	GANT-STONE	REFUGIO	N	N	0	0	
112	2/13/97	HERBIG, J. F.	Healey, J. H.	Ward	Y	N	0	0	

No	Date	Company	Lease/Facility Name	County	Fire	H ₂ S	Injuries	Deaths	Remarks
113	1/28/97	SUEMAUR EXPLORATION, INC.	CAGE RANCH II	BROOKS	N	N	0	0	
114	1/27/97	FINA OIL & CHEMICAL COMPANY	MCALLEN FIELDWIDE UNIT	HIDALGO	N	N	0	0	
115	1/16/97	MARATHON OIL COMPANY	Hale	Freestone	N	N	0	0	
116	12/28/96	HILCORP ENERGY CORPORATION	BELLVILLE SCHOOL LAND TRACT	AUSTIN	N	N	0	0	
117	12/21/96	TEXACO E & P INC	H. R. Rampy Unit	Anderson	N	N	0	0	
118	12/14/96	ZACKSON RESOURCES	CAMP COOLEY	ROBERTSON	N	N	0	0	
119	11/7/96	TEXACO	STARK WH B	ORANGE	N	N	0	0	
120	11/4/96	GEORGE R. BROWN PARTNERSHIP	HARTLEY	FREESTONE	N	N	0	0	
121	11/4/96	MOBIL PRODUCING TX & N MEX	SALT CREEK FIELD UNIT	KENT	N	Y	0	0	
122	10/18/96	LOUIS DREYFUS NATURAL GAS CORP.	Foster 248	LIPSCOMB	Y	N	0	0	
123	10/1/96	SMITH PRODUCTION, INC.	ARCO FEE SILSBEE	HARDIN	N	N	0	0	
124	8/30/96	THROCKMORTON OIL, INC.	McLemore 33	Throckmorton	N	N	0	0	
125	8/14/96	AMERICAN EXPLORATION COMPANY	Brazos Block 478-L	Matagorda	N	N	0	0	(Underground Blowout)
126	7/25/96	CHEVRON U. S. A. INC.	Texas -AA-	Andrews	N	Y	0	0	(Producing Well)
127	7/16/96	SOUTHWEST ROYALTIES, INC.	B H P hendrick -C-	Winkler	N	N	0	0	
128	7/13/96	WCS OIL AND GAS CORPORATION	Marshall - Westbrook	Lee	Y	N	0	1	
129	6/22/96	SWIFT ENERGY COMPANY	SBR	MCMULLEN	Y	N	0	0	
130	4/12/96	EXXCEL OPERATING COMPANY	Kruciak Unit	Wilson	N	Y	0	0	(Abandoned Well)
131	3/22/96	BRECK OPERATING CORP.	Nail Tract 20	Shackelford	Y	N	0	0	(Performing routine pump change)
132	3/15/96	TESORO E&P COMPANY, L.P.	Longoria	Webb	Y	N	0	0	(Making connection when blew)
133	1/23/96	CHEVRON U. S. A. INC.	State -XU-	Ward	N	N	0	0	
134	1/15/96	SWIFT ENERGY COMPANY	SBR	McMullen	N	N	0	0	(Completion Operation)
135	1/10/96	WISER OIL COMPANY, THE	Wellman Unit	Terry	N	N	0	0	(Workover rig on well)
136	1/3/96	UNION PACIFIC RESOURCES COMPANY	Leseman Unit	Washington	N	N	0	0	
136					14	21	17	1	

<http://www.rrc.state.tx.us/data/drilling/blowouts/allblowouts11-15.php>

Annexe 4 Noeuds papillon

Déversement de produits chimiques et d'eau de reflux/de formation



Éruption accidentelle

