



CIRAIG^{MC}

Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services



DOCUMENT SYNTHÈSE

PROJET TYPE CONCERNANT LES ACTIVITÉS LIÉES AU GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC

AOUT 2012

Préparé pour

Le Comité de l'évaluation environnementale stratégique

Soumis par :

BUREAU DE LA RECHERCHE ET CENTRE DE
DÉVELOPPEMENT TECHNOLOGIQUE (B.R.C.D.T.)
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Campus de l'Université de Montréal
Case Postale 6079, succursale Centre-ville
Montréal (Québec) H3C 3A7

Département de Génie chimique
École Polytechnique de Montréal

CIRAIG

Centre interuniversitaire de recherche
sur le cycle de vie des produits, procédés et services
École Polytechnique de Montréal
Département de génie chimique
2900, Édouard-Montpetit
Montréal (Québec) Canada
C.P. 6079, Succ. Centre-ville
H3C 3A7

www.ciraig.org

Ce rapport a été préparé par le Centre interuniversitaire de recherche, dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, sur le cycle de vie des produits procédés et services (CIRAIG).

Fondé initialement par l'École Polytechnique de Montréal, en collaboration avec l'Université de Montréal et l'École des Hautes Études Commerciales de Montréal, le CIRAIG a été mis sur pied afin d'offrir aux entreprises et aux gouvernements une expertise universitaire de pointe sur les outils du développement durable. Le CIRAIG est le seul centre de recherche universitaire sur le cycle de vie au Canada. Il est également un des plus importants sur le plan international.

AVERTISSEMENT :

Toute utilisation du nom du CIRAIG ou de POLYTECHNIQUE MONTRÉAL lors de communication destinée à une divulgation publique associée à ce projet et à ses résultats doit faire l'objet d'un consentement préalable écrit d'un représentant dûment mandaté du CIRAIG ou Polytechnique Montréal.

Équipe de travail

Réalisation

Gabrielle van Durme, M.Sc.

Réalisation du document synthèse

Geneviève Martineau, ing., M.Sc.A.

Support technique et révision

Collaboration

Renée Michaud, ing., M. Ing.

Directrice des affaires industrielles

Coordination du projet

Direction

Réjean Samson, ing., Ph.D.

Directeur du projet

Table des matières

ÉQUIPE DE TRAVAIL	IV
TABLE DES MATIÈRES	V
LISTE DES TABLEAUX	VII
LISTE DES FIGURES	VIII
LISTE DES ABRÉVIATIONS	IX
MISE EN CONTEXTE	1
DESCRIPTION DU PROJET TYPE.....	4
1. MATIÈRES PREMIÈRES – MATÉRIEL ET SERVICES.....	4
2. TRAVAUX PRÉLIMINAIRES	5
2.1 <i>Modèle géologique</i>	5
2.2 <i>Acquisition du droit d'explorer</i>	5
2.3 <i>Levés géophysiques</i>	5
2.4 <i>Choix du site</i>	7
2.5 <i>Autorisations</i>	7
2.6 <i>Préparation du site</i>	11
3. EXPLORATION/FRACTURATION.....	12
3.1 <i>Arrivée de l'équipement</i>	13
3.2 <i>Forage</i>	13
3.3 <i>Torchère</i>	15
3.4 <i>Boues/déblais</i>	16
3.5 <i>Fermeture temporaire</i>	16
3.6 <i>Complétion</i>	16
3.7 <i>Préparation pour fracturation</i>	16
3.8 <i>Fracturation</i>	17
3.9 <i>Essais de production</i>	20
3.10 <i>Eaux de reflux</i>	20
3.11 <i>Remise en état du site</i>	20
4. PROJET PILOTE / DÉVELOPPEMENT.....	21
4.1 <i>Renforcement des routes</i>	21
4.2 <i>Conduites d'eau</i>	21
4.3 <i>Conduites de gaz</i>	22
4.4 <i>Sites multiforages</i>	22
4.5 <i>Complétion</i>	23
4.6 <i>Disposition/Recyclage des eaux, des boues et des déblais</i>	23
4.7 <i>Remise en état du site</i>	23
5. PRODUCTION.....	23
5.1 <i>Stations de compression</i>	24
5.2 <i>Unité de traitement des gaz</i>	24
5.3 <i>Séparation de l'eau liquide</i>	25
5.4 <i>Déshydratation</i>	25
5.5 <i>Pressurisation</i>	26
5.6 <i>Fracturation d'appoint</i>	26
6. TRANSMISSION / DISTRIBUTION	26

6.1	<i>Branchement au gazoduc</i>	26
6.2	<i>Entretien du réseau</i>	27
6.3	<i>Distribution</i>	27
7.	FERMETURE DÉFINITIVE	27
7.1	<i>Arrivée des équipements</i>	27
7.2	<i>Fermeture du puits</i>	27
7.4	<i>Remise en état finale du site</i>	28
8.	GESTION DES REJETS ET DES RÉSIDUS	29
8.1	<i>Gestion des boues et déblais</i>	29
8.2	<i>Gestion des eaux usées</i>	29
8.3	<i>Émissions à l'air</i>	30
8.4	<i>Rejets accidentels</i>	31
8.5	<i>Gestion des équipements</i>	31
	GLOSSAIRE	32
	RÉFÉRENCES	34
	ANNEXE A : DONNÉES DISPONIBLES	35
	ANNEXE B : STATIONS MUNICIPALES POUVANT TRAITER LES EAUX DE REFLUX DE L'INDUSTRIE	50

Liste des tableaux

Tableau 1 : Liste des opérations lors des levés sismiques.....	6
Tableau 2 : Tableau récapitulatif des autorisations, permis et avis à obtenir tout au long d'un projet d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste	10

Liste des figures

Figure 1 : Place du projet type dans l'ensemble des études liées à l'évaluation environnementale stratégique du gaz de schiste au Québec.	2
Figure 2 : Schéma d'un projet type.	3
Figure 3 : Camions vibreurs employés pour les levés sismiques.....	6
Figure 4 : Exemple de plan d'arpentage typique avec route d'accès, plan du site de forage.....	8
Figure 5 : Bassins de récupération.	12
Figure 6 : Site en phase de forage.	14
Figure 7 : Torchère.....	15
Figure 8 : Canon à perforation.	17
Figure 9 : Opérations de fracturation typique avec 14 camions pompe.....	18
Figure 10 : Distance maximale de propagation des fractures.....	19
Figure 11 : Expression en surface d'un site multiforage.	22
Figure 12 : Sites multiforages.	23
Figure 13 : Série typique de courbes de déclin dans le shale Barnett.....	24
Figure 14 : Unité de déshydratation des gaz.....	26
Figure 15 : Tête de puits standard.....	28

Liste des abréviations

ACPP	Association canadienne des produits pétroliers
ACV	Analyse du cycle de vie
BCES	Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques
CÉES	Comité pour l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste
CIRAIG	Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services
CH ₄	Méthane
CO	Monoxyde de carbone
CO ₂	Dioxyde de carbone
COV	Composés organiques volatils
CPTAQ	Commission de protection du territoire agricole du Québec
LQE	Loi sur la qualité de l'environnement
MDDEP	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs
MRC	Municipalité régionale de comté
MRNF	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune
N ₂ O	Oxyde nitreux ou protoxyde d'azote
NOx	Oxydes d'azote
SOx	Oxydes de soufre
UPA	Union des producteurs agricoles

Mise en contexte

L'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, dont l'objectif premier est de combler le manque d'information sur les impacts appréhendés résultant de l'implantation de cette industrie au Québec, passe par la réalisation d'une série d'études identifiées dans le Plan de réalisation et rendu public dans sa version finale en avril 2012 (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2012).

Le « **Projet type** » se veut 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, de l'obtention du droit d'explorer et d'exploiter, à la fermeture complète d'un puits et à la remise en état du site.

Parmi celles-ci, la définition d'un *projet type* constitue la base de plusieurs autres études reliées aux impacts environnementaux (eau, air ambiant, risques technologiques, bruit, émissions de gaz à effet de serre), aux impacts sociaux et aux impacts économiques du développement de la filière des gaz de schiste. De même, la définition du projet type fait partie intégrante de l'étude sur l'analyse du cycle de vie de la production de gaz de schiste au Québec. La définition du projet type se situe donc en amont des ces autres études comme l'indique la figure 1.

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. Étant donné que l'industrie est assez récente au Québec et que toutes les étapes décrites dans le projet type n'ont pas encore été réalisées au Québec, les informations compilées sont principalement basées sur d'autres régions et elles doivent donc être extrapolées au contexte québécois. L'objectif du présent document 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, de l'identification d'un bassin potentiellement producteur à la fermeture complète d'un puits, en passant par l'obtention du droit d'explorer et d'exploiter, les aspects stratégiques reliés au développement, l'établissement de pratiques de production efficaces et optimales pour acheminer le gaz vers les marchés et la remise en état du site.

Le détail des valeurs qui sont données dans le texte pour les différentes activités liées au gaz de schiste au Québec est présenté à l'annexe A.

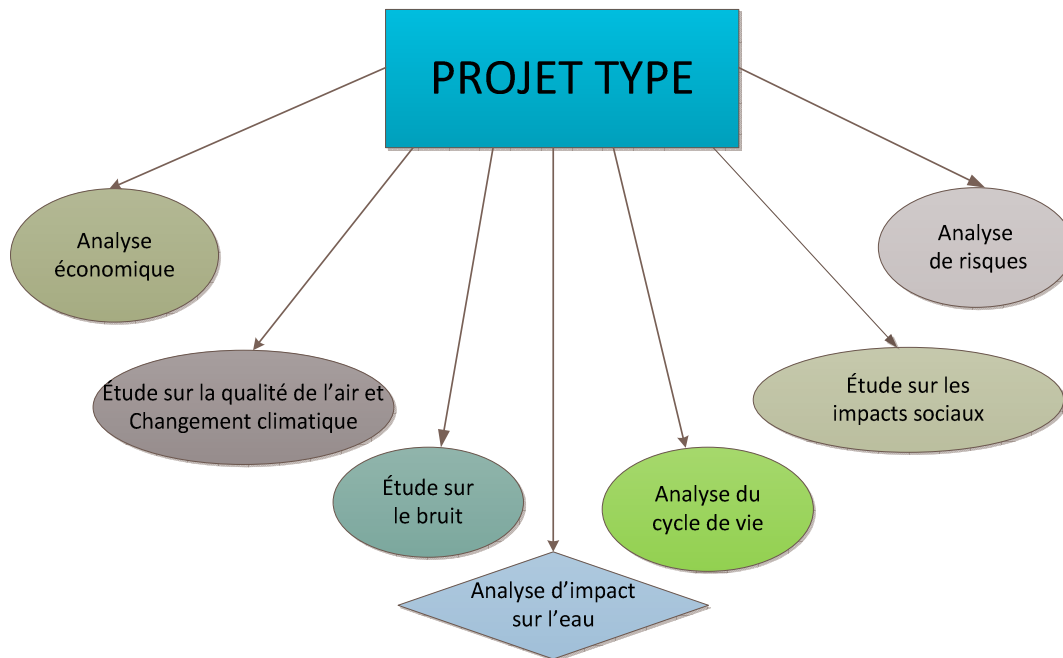


Figure 1 : Place du projet type dans l'ensemble des études liées à l'évaluation environnementale stratégique du gaz de schiste au Québec.

Le projet type présenté dans ce document comprend deux parties :

- la première fournit une définition globale et explicative des différentes étapes ou phases de réalisation et décrit la nature et l'ampleur d'un projet, incluant une description du milieu et des contraintes d'implantation;
- la seconde partie, présentée en annexe, comprend des données beaucoup plus détaillées nécessaires à alimenter les autres études.

La forme et le contenu du document ont volontairement été conçus de manière à permettre au lecteur de se faire rapidement une idée de ce que représente un projet d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec.

La figure 2 synthétise les différentes étapes ou phases de réalisation d'un projet de gaz de schiste.

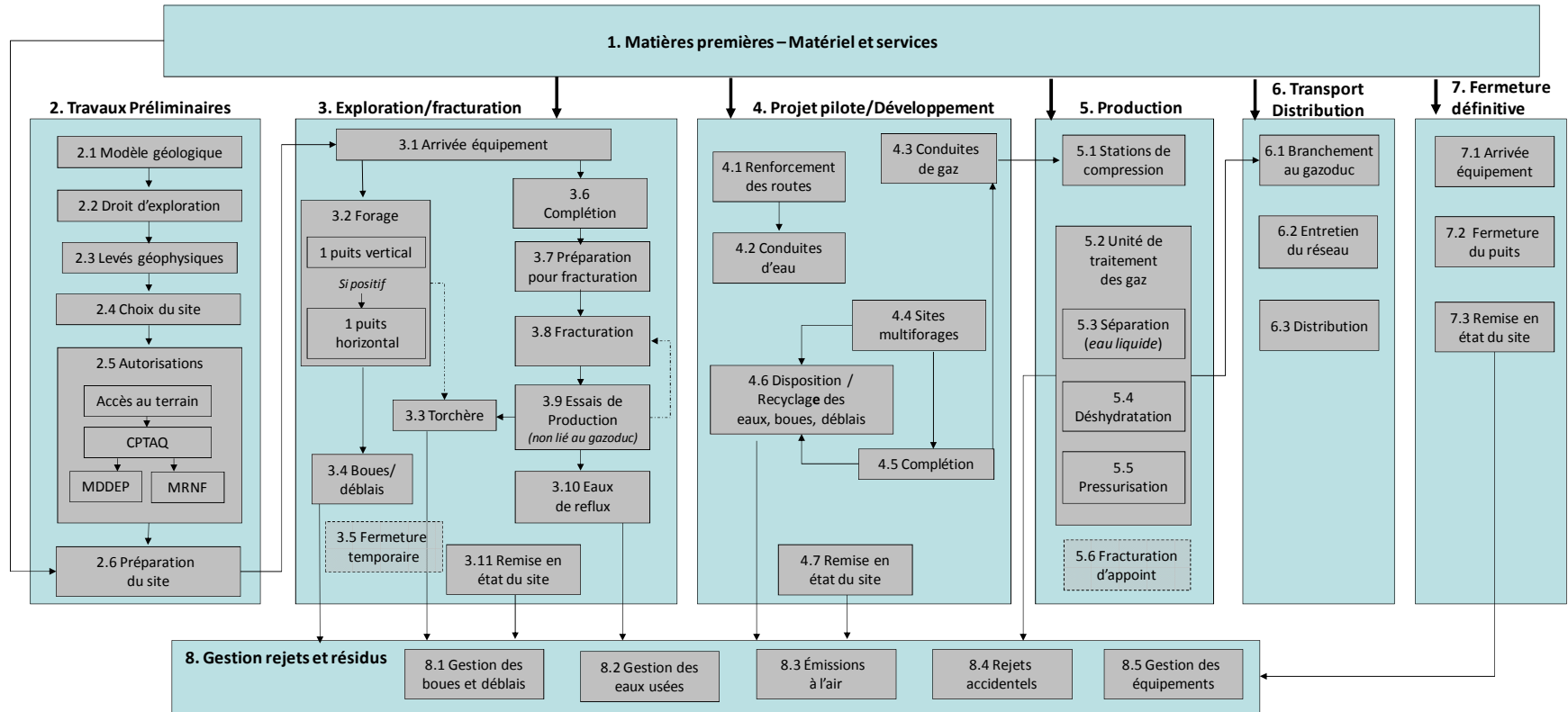


Figure 2 : Schéma d'un projet type.

Description du projet type

Ce chapitre explique le déroulement d'un projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec. Chacune des phases et étapes illustrées à la figure 2 est donc décrite dans les sections qui suivent, en respectant la numérotation présentée afin de faciliter la compréhension du système.

1. Matières premières – Matériel et services

En premier lieu, la réalisation d'un projet de gaz de schiste demande pour une compagnie gazière d'établir des liens d'affaire avec différents fournisseurs de services, qu'ils soient locaux ou de l'extérieur. Il en est de même pour les équipements, machineries et matériaux. Lorsque c'est possible, il est toujours plus avantageux pour une compagnie d'acheter ou de louer localement. Mais lorsque les travaux ou les activités deviennent plus spécialisés, comme le forage et la fracturation, les fournisseurs de services viennent de l'extérieur, comme l'Ouest canadien et les États-Unis où l'on retrouve une grande expérience dans ce type d'activité industrielle. Dans le cas du déploiement de cette industrie au Québec, il sera possible de développer une industrie locale de services tels que l'achat et la location d'équipements ou de machineries, la fabrication de pièces, etc.

Le matériel nécessaire et leur provenance varient selon les étapes de réalisation d'un projet. Par exemple :

- **Aménagement de routes ou de site** : sable, gravier, membranes géotextiles, membranes imperméables, matelas de chêne pour plate-forme, etc. Ces matériaux se trouvent localement.
- **Forage** : les fournisseurs de services, d'équipements et de matières premières proviennent principalement de l'Ouest canadien. Concernant les additifs pour le forage, certains peuvent être achetés localement mais d'autres proviennent de l'extérieur en fonction de leur disponibilité. La gestion et l'élimination des résidus de forage fait appel à des transporteurs et des sites de traitement ou d'élimination locaux.
- **Fracturation** : Les fournisseurs de services viennent de l'extérieur du Québec. Il en va de même pour la provenance des additifs spécialisés employés à cette étape. Les eaux de reflux générées durant la fracturation doivent être traitées localement, ce qui nécessite des ententes avec les usines de traitement des eaux. Pour le moment, les volumes d'eau de fracturation à traiter sont faibles et ont été traités dans certaines municipalités. Advenant un développement intensif de l'industrie, il faudra favoriser le traitement spécialisé et la réutilisation des eaux de reflux plutôt que leur traitement dans les usines municipales.

Les intrants nécessaires pour chacune des étapes sont détaillés dans les sections correspondantes.

2. Travaux préliminaires

Les travaux préliminaires sont une étape essentielle. La plupart de ces activités ont peu d'impacts environnementaux car, à l'exception des levés sismiques et de la préparation des sites, elles n'ont pas lieu sur le terrain.

2.1 *Modèle géologique*

La création du modèle géologique consiste à représenter la cible d'exploration de manière théorique. En principe, toute recherche de matières premières (gaz ou minéraux par exemple) débute avec un tel modèle.

L'équipe dédiée de l'industrie sélectionne une cible d'exploration, en se basant sur des éléments connus, tels que :

- un emplacement situé à proximité d'un gisement connu ;
- la connaissance théorique qu'un certain type de formation géologique présente des conditions favorables ;
- une nouvelle technologie, telle que le forage horizontal jumelé à la fracturation hydraulique à grand volume ;
- une interprétation nouvelle des données géologiques (ex. l'Utica ressemble au Barnett).

Les travaux requis à cette étape sont des travaux de nature géologique ne nécessitant aucune intervention sur le terrain. Ils incluent la révision et l'interprétation de données et de cartes, les lectures et les compilations, le tout en vue de trouver un environnement et un emplacement favorable.

2.2 *Acquisition du droit d'explorer*

Une fois la cible sélectionnée (par exemple une certaine portion du shale d'Utica au Québec), l'entreprise gazière acquiert le droit d'explorer du MRNF – le permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains, soit par une demande de permis et le paiement des droits, soit par l'achat d'un droit existant ou encore par la création d'un *joint-venture* avec un partenaire possédant de tels droits.

Les travaux requis à cette étape sont des travaux de nature administrative.

2.3 *Levés géophysiques*

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

Il s'agit de la première étape de travaux sur le terrain.

Des données de levés sismiques sont déjà disponibles pour certaines zones auprès du gouvernement québécois. Si elles sont suffisantes, il n'est alors pas nécessaires pour l'entreprise de réaliser ses propres levés géophysiques.

Avant de procéder à la réalisation de levés sismiques dans une région encore peu explorée, il s'avère parfois utile de réaliser un levé aérien. Les principaux levés aériens sont de type magnétique ou gravimétrique. Ces levés permettent de visualiser les principaux éléments structuraux en sous-surface, facilitant ainsi l'emplacement des lignes sismiques.

Concernant la sismique, la méthode utilisant des explosifs nécessite l'ouverture de layons sismiques sur le terrain, tandis que les levés réalisés avec camions vibreurs utilisent généralement les routes existantes (figure 3) et exigent moins d'étapes (voir le tableau 1). Cependant, il n'est pas toujours possible d'employer cette dernière, car elle nécessite bien entendu la présence de routes pour la circulation des camions.



Figure 3 : Camions vibreurs employés pour les levés sismiques.

(Source : www.geosciencebc.com/new/NechakoSeismic.asp)

Tableau 1 : Liste des opérations lors des levés sismiques

Levés avec utilisation d'explosifs	Levés par camions vibreurs
Planification	Planification
Coupe des lignes de levé (layons sismiques)	Chaînage et arpentage
Mobilisation des équipements d'acquisition	Mobilisation des équipements d'acquisition
Mise en place du dispositif récepteur (géophones)	Acquisition des données
Acquisition des données	Démobilisation
Démobilisation	Traitement de données
Traitement de données	Interprétation
Interprétation	

Suite à des discussions avec l'industrie, le Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques (BCES) du MDDEP estime que dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, environ 50 % des levés sismiques pourront se faire sur les routes et le reste sera réalisé sur des lignes coupées en utilisant des explosifs pour générer les ondes sismiques.

Lorsque des activités ont lieu sur le terrain, les entreprises doivent obtenir une autorisation du propriétaire lorsqu'il s'agit d'un terrain privé. Dans le cas de terrains publics, les secteurs du Territoire et des Opérations régionales du MRNF doivent être consultés, notamment en regard de la compatibilité de droits déjà accordés ainsi que pour la coupe de bois, le cas échéant.

Il ne faut pas confondre la sismique qui sert à localiser les sites pour les forages et la micro sismique qui sert à faire le suivi de fractures induites lors de la fracturation (voir section 3.8).

2.4 Choix du site

Le choix du site est une activité qui consiste à recueillir toute l'information géologique et technique requise et à la combiner avec toute autre information pertinente, par exemple la proximité d'un gazoduc, la disponibilité de l'eau, des matériaux et des équipements, ou toute autre contrainte territoriale, le tout afin de maximiser les chances de succès du projet.

Le but de cette étape est d'identifier sur une carte l'endroit où réaliser le forage. Il faut également établir une distance acceptable (1 ou 2 km) à l'intérieur de laquelle on peut déplacer le site de forage en raison des conditions de terrain.

Le site est sélectionné en fonction de plusieurs facteurs :

- Géologique (principal facteur) : formation géologique ou structure la plus favorable possible ;
- Environnemental : le but étant de réduire au maximum les impacts sur le milieu (milieu humide, espèces protégées, etc.) ;
- Financier : facilité de livraison du gaz (proximité du gazoduc), nécessité ou non de faire des dépenses pour garder le permis, etc. ;
- Social/réglementaire : acceptabilité sociale, contraintes réglementaires.

2.5 Autorisations

Cette section détaille les demandes d'autorisations à obtenir auprès des différentes instances. Une grande partie de ces demandes doivent avoir lieu en début de projet, mais des démarches de ce type ont lieu tout au long du projet type. Un tableau récapitulatif est présenté à la fin de la section.

2.5.1 Accès au terrain

Après la détermination du site par le géologue, l'entreprise gazière consulte le registre foncier pour connaître, par le cadastre, le nom du propriétaire ainsi que ses coordonnées afin d'établir un premier contact.

La rencontre avec le propriétaire du terrain est la première étape pour établir une relation d'affaires entre l'entreprise et le propriétaire. Habituellement, trois rencontres sont nécessaires afin de présenter les opérations qui seraient effectuées et de préparer le bail de location qui servira de document légal à l'entente. Si un accord verbal est conclu, un plan d'arpentage (pour le terrain et la route d'accès) est produit afin que celui-ci soit inséré au bail (figure 4). Au cours de cette période, qui peut prendre environ trois mois, le propriétaire terrien a la possibilité de consulter des membres de l'Union des producteurs agricoles (UPA) ainsi qu'un notaire afin

d’être conseillé sur la portée légale et économique de l’entente prévue. Ce bail de location pour le terrain et le chemin d’accès contient, de façon générale, une réserve de deux ans pour procéder aux travaux.

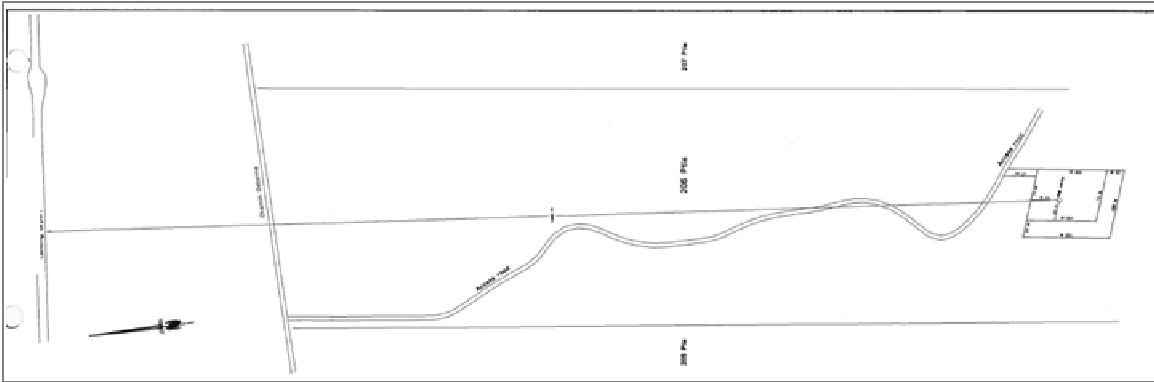


Figure 4 : Exemple de plan d’arpentage typique avec route d’accès, plan du site de forage.

(Source : MDDEP)

2.5.2 Commission de protection du territoire agricole

Une fois le bail signé par les deux parties, il est enregistré au bureau des droits au niveau provincial et une demande d’autorisation pour un usage non agricole est faite auprès de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ). La CPTAQ peut émettre un avis favorable temporaire pour permettre la tenue d’audiences. Pendant cette période temporaire, les opposants au projet – s’ils sont considérés comme des personnes ou groupes intéressés par le projet – peuvent faire une demande d’audience publique auprès de la CPTAQ, afin de recevoir et d’évaluer les contestations quant à la protection des terres agricoles. Au cours de cette étape temporaire, la CPTAQ validera la demande quant :

- au positionnement du site ;
- à l’étude du sol – notamment par une évaluation des impacts de l’activité gazière sur le milieu forestier ;
- à la présence d’une érablière dont la superficie fait plus de 4 hectares ;
- à la mise en place de conduites de gaz.

Si le projet ne contrevient à aucune des exigences de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*, une autorisation est délivrée par la CPTAQ pour une période qu’elle détermine, dans un premier temps pour la réalisation du forage et par la suite réévaluée dans le cas d’une mise en exploitation. Si ce n’avait pas encore été fait, la municipalité concernée est avisée du projet via le mécanisme de consultation de la CPTAQ.

Le Règlement modifiant le *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement* publié dans la Gazette officielle du Québec en date du 10 juin 2011 stipule que le promoteur doit informer, consulter le public et en aviser le MDDEP, la municipalité ainsi que la MRC.

2.5.3 Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs et Ministère des Ressources naturelles et de la Faune

Par la suite, l'entreprise doit obtenir des autorisations principalement de deux ministères : le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) et le Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF).

La première autorisation concerne un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la Qualité de l'environnement* (LQE) délivré par le MDDEP pour le prélèvement de l'eau lors de l'activité d'exploration. Une seconde autorisation est nécessaire pour l'incinération du gaz à la torchère ou à l'incinérateur en vertu de l'article 48 de la LQE, toujours délivré par le MDDEP.

Au secteur des hydrocarbures du MRNF, quatre types de permis peuvent être exigés :

- un permis de levé géophysique (pour la localisation de structures favorables aux accumulations d'hydrocarbures),
- un permis de forage (pour forer le puits),
- un permis de complétion (pour les travaux permettant d'équiper le puits en prévision de sa mise en production, par exemple la mise en place du tubage de production, sa perforation au niveau de la zone productrice ainsi que les différents procédés de stimulation, dont les travaux de fracturation hydrauliques), et
- un permis pour la fermeture temporaire ou définitive de puits.

Ces permis sont délivrés par le MRNF, en vertu du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

D'autres permis sont nécessaires et les demandes doivent être simultanées. Des permis sont nécessaires pour : la construction de chemin et l'abattage si le diamètre des arbres est supérieur à 10 cm.

Avant toute installation de matériel ou de travaux de routes, un inventaire faunique est nécessaire et une demande de consultation doit être effectuée auprès des ministères afin de déterminer si l'emplacement est dans un milieu protégé et si des espèces sont menacées. Selon l'espèce menacée, le MDDEP ou le MRNF doit procéder à une évaluation.

Si l'activité se poursuit jusqu'à la production, un certificat d'autorisation est nécessaire pour l'extraction du gaz en vertu de l'article 22 de la LQE et il est délivré par le MDDEP. De même, un bail de production doit être délivré par le MRNF en vertu de la *Loi sur les mines*.

Quant aux conduites pour acheminer le gaz, si celles-ci sont à basse pression et sont localisées en dehors de lieux habités, un certificat d'autorisation du MDDEP n'est pas nécessaire. Par contre, les conduites de plus de 2 km situées hors d'une emprise existante ainsi que les conduites de plus de 30 cm de diamètre conçues pour une pression supérieure à 4 000 kPa sont assujetties au *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*.

2.5.4 Tableau récapitulatif

Tableau 2 : Tableau récapitulatif des autorisations, permis et avis à obtenir tout au long d'un projet d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste

Étape	Activité	Autorisation, permis, ...	Instance
Exploration		Permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains	MRNF
Exploration	Levés géophysiques (incluant les levés sismiques)	Permis de levé géophysique	MRNF
Exploration	Aménagement du site et des voies d'accès	Autorisation d'accès	Municipalité ou Propriétaire foncier ou MRNF (terre de l'État) ou MTQ
Exploration		Demande d'autorisation pour un usage non agricole	CPTAQ
Exploration Développement	Sondage ou relevés techniques dans un lieu protégé ou vulnérable	Certificat d'autorisation	MDDEP
Exploration Développement	Travaux susceptibles d'avoir un impact sur des espèces menacées	Avis sur la faune et la flore Autorisation	MRNF MDDEP
Exploration Développement	Abattage des arbres et contrôle de végétation	Autorisation de coupe de bois Permis pour abattage d'un arbre Certificat d'autorisation	MRNF Municipalité MDDEP
Exploration Production	Utilisation d'une torchère	Certificat d'autorisation pour l'utilisation d'une torchère	MDDEP
Toutes les étapes		Bail de location et droit de passage	Propriétaire foncier
Toutes les étapes	Prélèvement d'eau	Autorisation pour le prélèvement Déclaration obligatoire et redevance sur l'utilisation de l'eau	MDDEP
Toutes les étapes	Forage	Permis de forage	MRNF
Toutes les étapes	Forage dans le schiste ou milieu hydrique	Certificat d'autorisation	MDDEP

Étape	Activité	Autorisation, permis, ...	Instance
Toutes les étapes	Fracturation	Permis de complétion Obligation de communiquer les produits de fracturation Obligation d'informer et de consulter le public pour tout projet de fracturation	MRNF MDDEP MDDEP
Toutes les étapes	Valorisation des boues de forage et déblais	Certificat d'autorisation distinct en fonction de la caractérisation (enfouissement, amendement agricole, ...)	MDDEP
Toutes les étapes	Traitement des eaux usées par un ouvrage municipal	Certificat d'autorisation émis à la municipalité	MDDEP
Exploitation	Production de gaz naturel	Bail d'exploitation Certificat d'autorisation	MRNF MDDEP
Exploitation	Traitement du gaz	Certificat d'autorisation	MDDEP
Fermeture	Fermeture temporaire ou définitive	Permis pour la fermeture temporaire ou définitive Étude de caractérisation des sols et approbation préalable d'un plan de réhabilitation si nécessaire	MRNF (nécessite l'avis du MDDEP) MDDEP

2.6 Préparation du site

Dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, la topographie est relativement plate, contrairement à certaines régions des États-Unis où il y a des préoccupations importantes concernant la gestion des eaux de ruissellement en terrain montagneux.

Les travaux effectués lors de la préparation du site incluent :

- 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 d'une couche de sable compactée
- Mise en place de la géomembrane
- Mise en place de bassins (voir la figure 5 et la figure 6) pour la récupération des eaux de ruissellement, l'eau brute, les boues, etc. Les bassins peuvent être des réservoirs ou des bassins creusés avec géomembranes.
- Mise en place de gravier compacté

- Finition de la route d'accès
- Mise en place des membranes imperméables (zone qui sera sous la foreuse)
- Mise en place des tapis de bois (optionnel)
- Mise en place des bassins hors sol (voir le figure 5)



Figure 5 : Bassins de récupération.

À gauche : site avec réservoirs multiples. À droite : site avec réservoirs hors sol.

(Source : *Pragmatics of fluid management in shale gas development –Supply, storage, treatment, recycling, disposal*. Short course donné lors du *Canadian Institute Eastern Canada Shale gas symposium*, Montréal, mars 2011)

3. Exploration/Fracturation

Les résultats des travaux liés à de forage et de complétion d'un puits sont essentiels pour la prise de décision de passer de la phase **exploratoire** qui consiste à réaliser un ou deux puits par site afin de trouver les endroits les plus productifs, à la phase **développement** qui inclut l'aménagement de sites multipuits, au développement intensif de la production à grande échelle.

Il est possible qu'un puits d'exploration soit mis en production mais une quantité importante des puits et sites d'exploration seront abandonnés et ne seront jamais mis en production.

Il y a un délai entre l'identification d'un bassin potentiellement producteur et l'établissement de pratiques de production efficaces. L'industrie parle de processus d'apprentissage (*learning curve*). Ainsi, il faut identifier l'horizon géologique producteur, afin de déterminer les meilleurs paramètres de fracturation (pressions, volume, débit, etc.) en fonction de la géologie locale. Il faut également mettre en place l'infrastructure de transport, à la fois des équipements et des matériaux, optimiser le tout et mettre en place un mécanisme efficace pour acheminer le gaz vers les marchés.

3.1 *Arrivée de l'équipement*

Cette étape inclut le transport des équipements et matériaux requis pour le forage et la fracturation. Pour le moment, comme il y a peu d'industrie de service, la grande partie des équipements spécialisés proviennent de l'extérieur du Québec.

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 et contenu en gaz suffisants), un puits horizontal sera alors foré, pour effectuer un essai de production (non relié au gazoduc). Lors de cette phase, les forages sont beaucoup plus onéreux pour plusieurs raisons : la foreuse vient pour un seul forage, les conditions de terrain sont inconnues et plusieurs expériences sont tentées afin d'ajuster les paramètres d'opération.
- **En phase de projet pilote** : si les résultats de l'essai de production sont bons, un site multiforage est alors mis en place (voir section 4. « Développement / Projet pilote » pour les détails)
- **En phase développement** : si le projet pilote montre des résultats positifs, plusieurs sites multiforages seront implantés à proximité du lieu du projet pilote. Lors de cette phase, il y a des économies d'échelle pour les opérations de forage.

Les activités de forage qui sont décrites ici peuvent s'appliquer à toutes les phases d'un projet type.

Les technologies permettant d'exploiter le gaz de schiste ont considérablement évolué au cours des dernières années. Aujourd'hui, de nouvelles techniques permettent de forer horizontalement sur de grandes distances et de stimuler la roche par fracturation hydraulique afin de libérer le gaz naturel qu'elle contient. Les paragraphes qui suivent décrivent le procédé.

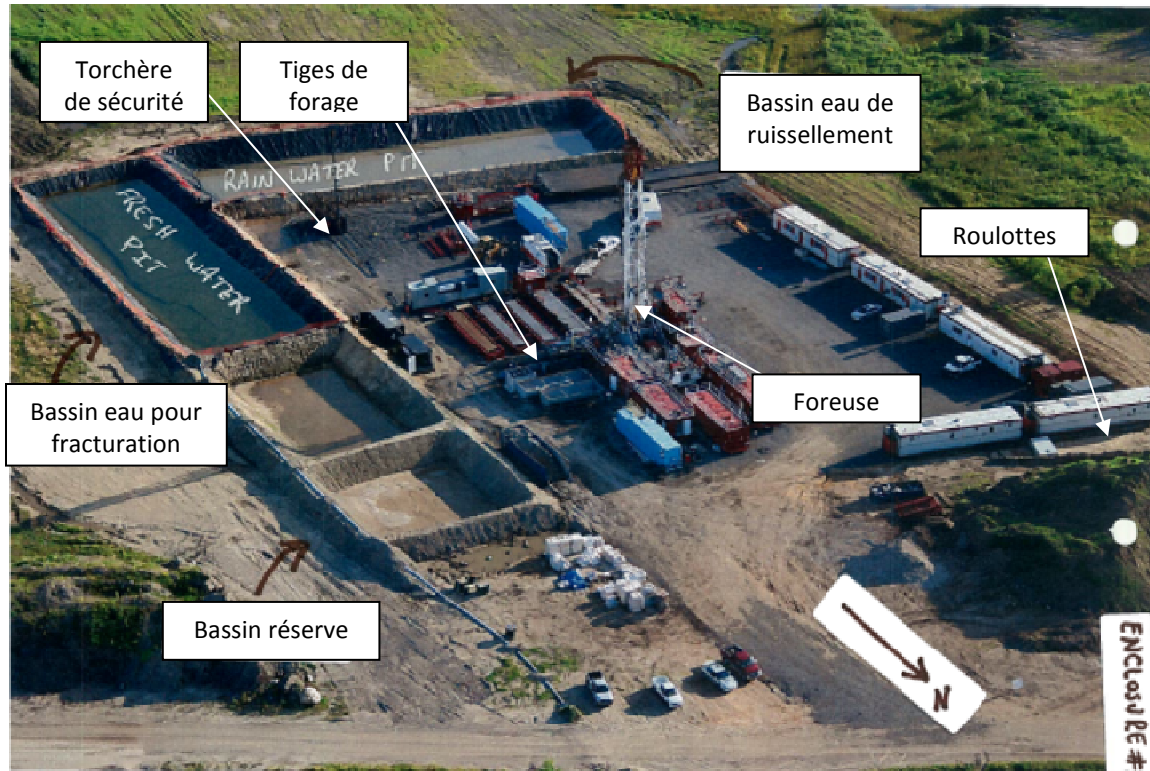


Figure 6 : Site en phase de forage.

(Source : MDDEP)

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 les roches, la boue est pompée à l'intérieur du trou creusé. La boue refroidit le trépan, et adhère aux parois du trou ce qui préserve l'intégrité de la partie du puits creusé, prévient l'intrusion de la boue du forage dans la formation rocheuse avoisinante et prévient l'intrusion d'eau ou de gaz potentiellement présent dans les formations rocheuses.

Dans un premier temps, le puits est foré bien au-dessous de l'aquifère situé près de la surface et un tubage de surface est installé dans le but d'isoler l'aquifère du puits. Pour cela, le train de tiges est enlevé du puits et un coffrage en acier (il s'agit du *casing* de surface dans le langage de l'industrie) y est inséré. Du ciment est ensuite pompé dans le coffrage. Ce ciment ressort à travers l'ouverture du sabot situé au fond : le ciment remonte alors entre le coffrage et les parois du forage, séparant ainsi de façon permanente le puits de l'aquifère. Le coffrage de surface ainsi cimenté sert également de fondation à l'obturateur anti-éruption, un système de sécurité qui relie l'appareil de forage au puits, permettant de contrôler la remontée non souhaitée des hydrocarbures ou d'autres fluides 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 celui employé lors de tout forage d'un puits vertical.

3.2.2 Forage horizontal

Le forage horizontal 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 tige 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 un 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 de l'ordre de 1 à 2 km.

Il est possible, bien que rare, d'effectuer de multiples extensions horizontales (drains) dans des directions différentes à partir d'un forage vertical initial (lequel peut atteindre 1 000 à 2 500 m). Si chacune de ces extensions peut faire plusieurs kilomètres de long, la surface couverte par l'ensemble 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 six à dix puits par site), ce qui diminue considérablement le nombre de sites de forage et la superficie totale qu'ils occupent en surface.

3.3 Torchère

Pendant le forage des puits, les torchères sont un équipement de sécurité. Elles servent à évacuer, loin de la foreuse, toute venue de gaz (« *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 7 : Torchère.

(Source : photo BCES)

3.4 Boues/déblais

Les déblais (roches concassées) sont générés à l'étape du forage. Ils consistent en de petits fragments de roche broyés par le trépan. Ces fragments sont entraînés vers la surface par l'action du fluide de forage. Les déblais ainsi que le fluide de forage doivent être caractérisés et éliminés dans un lieu conforme à la réglementation (voir section 8 « Gestion des rejets et résidus »).

3.5 Fermeture temporaire

La décision de compléter un puits est prise à la fin du forage. Il y a un délai entre les opérations de forage et celle de la complétion d'un puits car les équipements utilisés sont différents et doivent être mobilisés de l'extérieur du Québec.

Si ce délai se prolonge, le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* prévoit des mesures de fermeture temporaire du puits lorsqu'aucune activité ne se déroule sur le site du puits.

3.6 Complétion

On entend par complétion les activités effectuées suite au forage et ayant pour but d'équiper le puits en vue de sa mise en production. En vertu de la section II du chapitre III du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* administré par le MRNF, 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 cimentation, de perforation et de stimulation qui seront effectués dans le puits.

3.7 Préparation pour fracturation

La compagnie gazière fait appel à un fournisseur de services spécialisé dans la fracturation. Le fournisseur s'occupe de la réalisation de la fracturation incluant l'élaboration de la recette de fracturation (voir section 3.8 pour les types d'additifs utilisés). En hiver, cette tâche est plus complexe car elle 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 formations productrices ; ainsi le liquide de fracturation pénétrera la roche via ces perforations. Les perforations impliquent de répartir sur un ou deux mètres jusqu'à 60 charges explosives, d'une trentaine de grammes chacune, afin de perforer l'acier et le ciment (voir la figure 8). Trois types d'explosifs sont couramment utilisés : le RDX, le HMX et le HNS; le choix de l'explosif dépend du type de perforation souhaité et du matériel à traverser.

La préparation inclut également l'injection d'acide chlorhydrique concentré afin de nettoyer le puits.



Figure 8 : Canon à perforation.

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

3.8 Fracturation

La fracturation hydraulique réfère au processus par lequel un fluide est injecté dans les puits sous haute pression pour créer des fractures dans les formations rocheuses afin de libérer le gaz et ainsi améliorer la production de ces puits. Les fractures s'étendraient en moyenne sur une centaine de mètres de part et d'autre du forage dans le sens horizontal et sur 70 m environ dans le sens vertical. 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.

Les additifs chimiques ont des fonctions multiples. Ils comportent :

- des agents gélifiants pour assurer la suspension des grains de sable (ex. guar)
- des agents réduisant les frictions et permettant un pompage plus facile dans les tuyaux et la roche (moins de perte de charge) (ex. polyacrylamide, isopropanol, xylène, triméthyl octadécyl ammonium, sulfonate de sodium)
- des 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)
- des composés prévenant le gonflement de l'argile (ex. amines quaternaires)
- des composés prévenant la précipitation du fer (ex. monohydrate de nitrilotriacétate)
- des agents inhibiteurs de corrosion (ex. méthanol)
- des agents anti-mousse ou anti-émulsifiants (ex. phosphate de tributyle, isopropanol)
- des composés antibactériens pour maintenir le mélange stérile (ex. Dibromonitrilo-propionamide)
- etc.

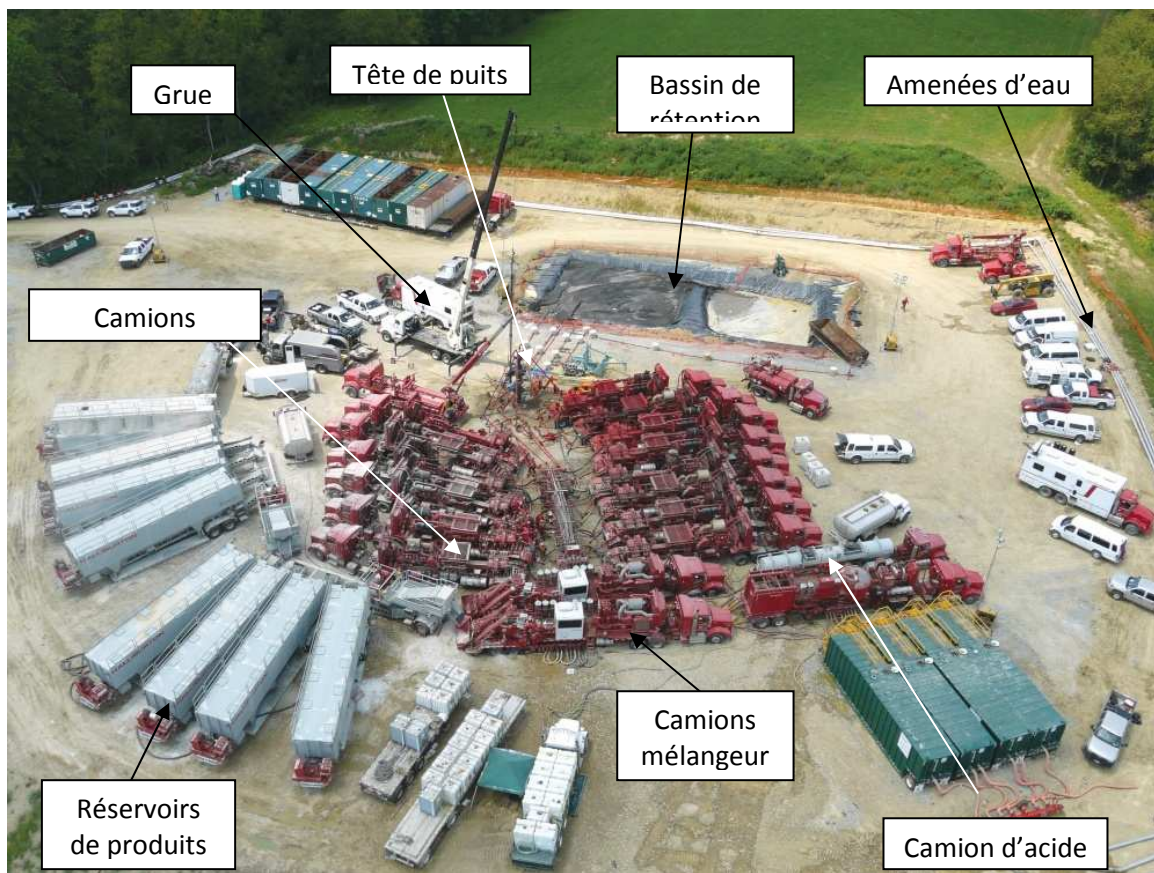


Figure 9 : Opérations de fracturation typique avec 14 camions pompe.

(Source : Pennsylvania Independent Oil & Gas Association, Internet)

Les opérations de fracturation hydraulique sont réalisées 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 MDDEP¹, on peut constater que la profondeur des puits des résidences et des municipalités est très majoritairement inférieure à 100 m.

Les opérations de fracturation hydraulique nécessitent environ 2 000 m³ d'eau par fracturation, et comme il y a environ 6 fracturations par puits, la fracturation hydraulique d'un puits nécessite au total en moyenne 12 000 m³ d'eau. Pour réduire le prélèvement d'eau au minimum, l'industrie du gaz naturel récupère et réutilise une partie de la même eau 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 %.

La phase de fracturation inclut une phase post fracturation pendant laquelle on doit retirer l'eau qu'on a injectée et l'eau présente dans le puits (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

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

empêcher la libération du gaz. C'est à cette étape, qui dure quelques jours, qu'on recueille la plus grande partie de l'eau de reflux.

Pour faire le suivi des fractures induites lors de la fracturation, la micro sismique est employée. Quand la roche se brise sous l'effet de la pression, le suivi micro sismique peut déceler les ondes générées, permettant de calculer le centre de la fracture. Les séismes induits sont 1 million de fois plus petits (magnitude -3) que le plus petit séisme décelable (ressenti) sans instrument (magnitude 3).

La figure 10 ci-dessous présente 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.

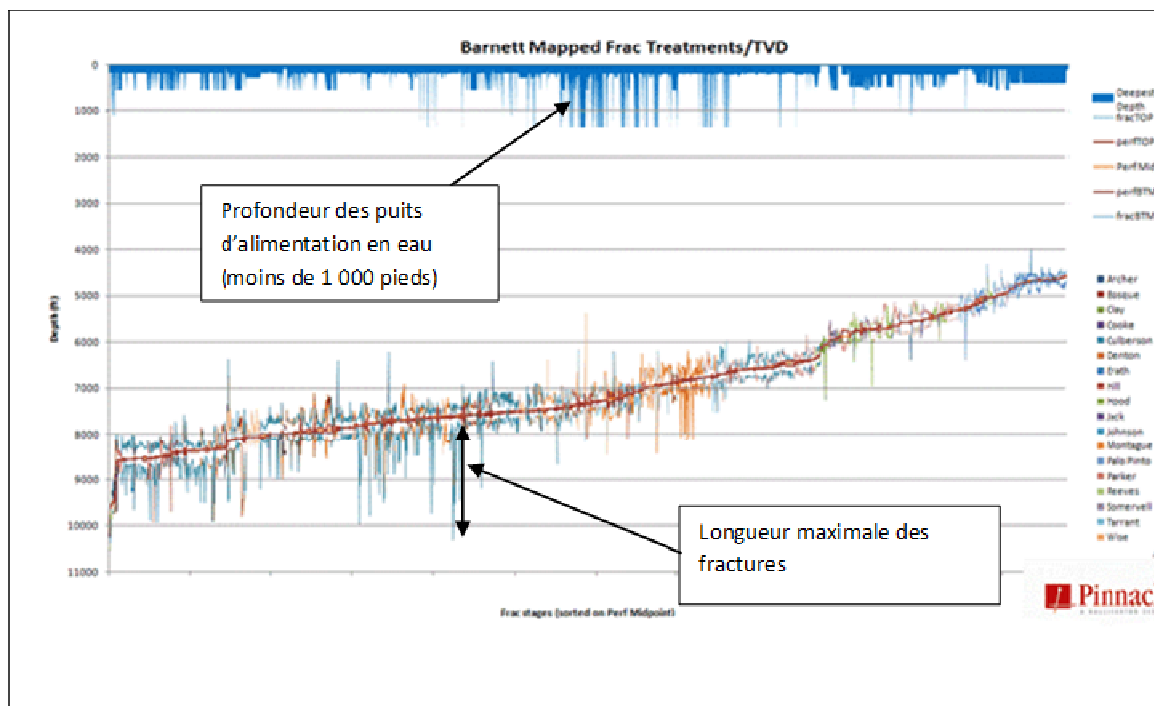


Figure 10 : Distance maximale de propagation des fractures.

(Source : <http://fracfocus.org>)

Notons qu'il existe également des techniques de fracturation à l'azote ou au CO₂, qui sont principalement utilisées lorsque des hydrocarbures autres que du gaz naturel (méthane) est présent dans la roche. Il est en effet plus facile de récupérer ces hydrocarbures – ex. pétrole – lorsqu'ils ne sont pas mélangés avec trop d'eau. La méthode à l'azote a été très peu utilisée au Québec jusqu'à présent et rien n'indique que ce sera le cas dans le futur.

3.9 Essais de production

L'essai de production est tenu immédiatement après la fracturation. Au début de la phase d'exploration d'un bassin de shale inconnu, le but d'un tel essai est d'établir une partie de la courbe de déclin suffisante pour pouvoir prédire le rendement potentiel des puits dans le temps. Quand 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.

L'essai consiste à retirer le plus possible d'eau injectée dans la formation et dans le puits afin de faire diminuer la pression hydrostatique qui garde le gaz en place. Au début de l'essai, le retrait des liquides du puits peut être effectué par des équipements de pompage spécialisés, mais plus tard, ce sont les gaz qui poussent l'eau vers la surface. Au fur et à mesure que le niveau d'eau descend dans le puits, le flux de gaz sortant augmente. Les gaz sont premièrement envoyés dans un séparateur gaz-liquide afin de retirer l'eau (voir section 5.3). Ces gaz sont ensuite dirigés vers une torchère ou un incinérateur et le débit des gaz sortants 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 est mieux connu, le gaz peut être acheminé vers l'unité de traitement des gaz (voir section 5.2).

3.10 Eaux de reflux

Au cours des premiers jours (ou premières semaines) suivant la fin du processus de fracturation, la pression dans le puits est diminuée 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. 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 traitement des gaz (voir section 5.4).

Certains shales 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 donc que 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 métaux et potentiellement des éléments radioactifs (mais il ne semble pas y avoir de radioactivité dans le cas de sites québécois). La gestion de ces eaux est décrite à la section 8.2.

3.11 Remise en état du site

Il y a deux étapes de remise en état du site. La première se fait après le forage et la complétion et consiste à enlever le gravier et les infrastructures temporaires requises pour les travaux et à remettre en place le sol végétal sauf sur une petite surface immédiatement à proximité de la tête de puits. Notons que s'il s'agit d'un site en zone forestière, une éventuelle replantation d'arbres ne se fera que lors de la fermeture définitive du puits.

La superficie du site est réduite et réaménagée lorsque les puits sont en production. On ne conserve que l'espace nécessaire aux travaux d'inspection et d'entretien.

La seconde remise en état du site inclut l'enlèvement de la tête de puits et des routes et se fait lors de la fermeture définitive du puits (voir section 7).

4. Projet pilote / Développement

Le projet pilote est une étape cruciale qui permet de passer de la phase d'exploration à la phase de développement de l'industrie. Après que l'essai de production (section 3.9) a démontré que le puits était rentable, l'essai pilote consiste à mettre en place un site multiforage qui permettra d'optimiser les coûts. En effet, chaque puits d'exploration est individuel et nécessite de faire venir les équipements requis. Lorsqu'on passe au site multiforage, il est possible de faire venir une foreuse ou l'équipe de fracturation et de forer et fracturer 6 ou 8 puits en utilisant un seul site. Cela permet d'avoir une seule route d'accès et un seul système d'alimentation en eau, d'où une grande économie d'échelle et une diminution des impacts attribuables à un forage.

Si le projet pilote démontre que le processus est rentable, on peut alors passer au stade de déploiement à grande échelle de l'industrie en multipliant les sites multiforages autour du site initial.

À l'étape de développement les entreprises procèdent habituellement au forage de plusieurs puits verticaux sur une surface réduite (site de 120 m x 120 m). À chacun de ces puits verticaux correspond un puits horizontal qui peut atteindre plusieurs centaines de mètres de long (1 600 m). Plusieurs fracturations (12 à 15) y sont exécutées à intervalles réguliers. Le nombre de puits (6 ou 8) varie selon les caractéristiques géologiques du shale et l'expertise de la compagnie de forage. Si les résultats atteints lors de cette phase sont satisfaisants, l'entreprise passe ensuite à la phase dite de production.

4.1 Renforcement des routes

Le forage de plusieurs puits horizontaux et verticaux sur un espace restreint produit une grande quantité de rejets. Parallèlement, les nombreuses fracturations qui y sont pratiquées requièrent de grandes quantités de produits et de matériaux. Ces activités génèrent une intense circulation de véhicules lourds sur des routes secondaires qui n'ont pas été conçues pour un tel usage. Elles doivent donc être renforcées ou même dans certains cas complètement remplacées.

4.2 Conduites d'eau

Les activités de forage et de fracturation hydraulique requièrent d'importantes quantités d'eau. Une des façons pour les entreprises gazières d'acheminer cette eau au site est d'installer des conduites d'eau entre la source d'eau (rivière, lac, fleuve...) et le lieu où ont lieu les activités. Ces conduites peuvent être relativement légères et « temporaires », par exemple pour alimenter un seul puits situé près d'une source d'eau, ou encore plus lourde, par exemple dans le cas d'un réseau d'aqueduc desservant plusieurs sites. Tout prélèvement d'eau doit faire l'objet d'un certificat d'autorisation délivré par les directions régionales du MDDEP.

4.3 Conduites de gaz

À l'étape du projet pilote, si le volume de gaz capté est suffisant (économiquement exploitable), il sera éventuellement acheminé à l'aide de conduites du réseau de collecte jusqu'aux installations de traitement (déshydratation, pressurisation... voir section 5.2), pour être ensuite raccordé au réseau de transport.

4.4 Sites multiforages

À la phase du projet pilote, l'exploitant procède habituellement au forage de plusieurs puits verticaux et horizontaux à partir d'un même site (voir texte d'introduction de la Section 4. « Développement/Projet pilote »). Cette façon de procéder permet à l'exploitant de réaliser des économies d'échelle et de limiter la surface où sont concentrées les opérations.

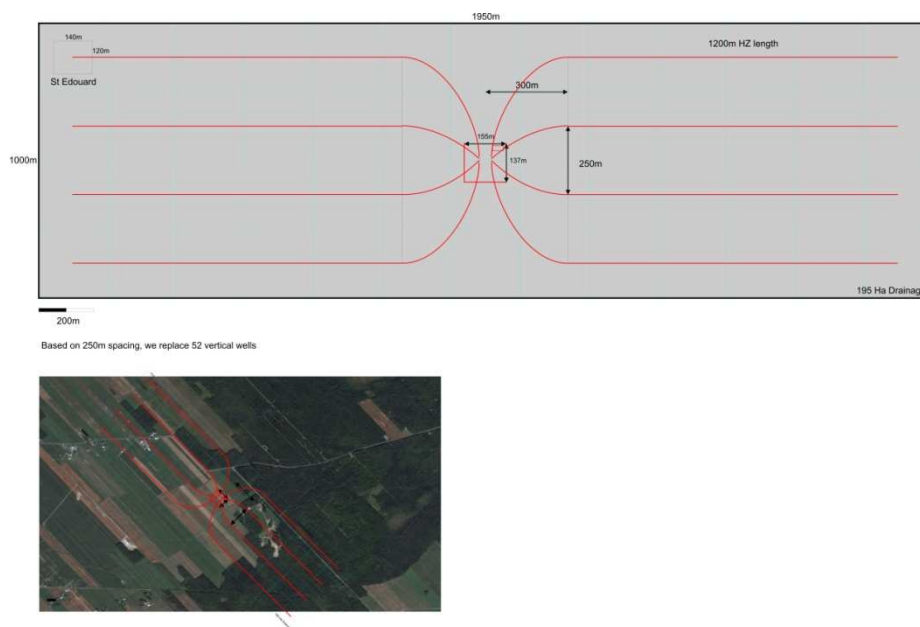


Figure 11 : Expression en surface d'un site multiforage.

(Source : BCES)

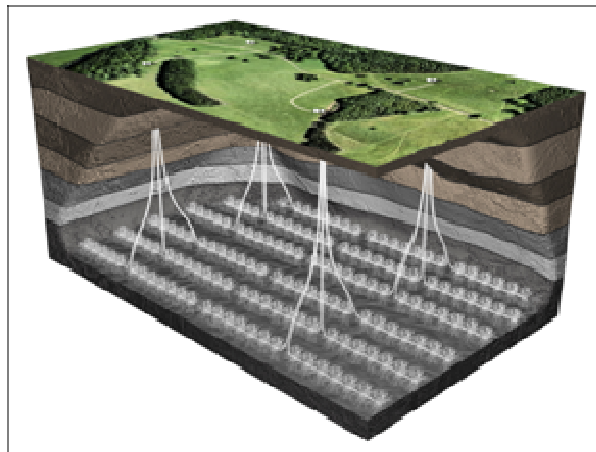


Figure 12 : Sites multiforages.

(Source : Mapping Work Group of the Gas Drilling Task Force of the Tompkins County Council of Governments, 2011)

4.5 Complétion

Tout comme en phase d'exploration, les activités de complétion suivent le forage (voir section 3.6).

Les fracturations hydrauliques ont lieu le long de la section horizontale du puits. Le nombre, l'orientation et les distances séparatrices des fracturations dépendent de nombreux facteurs géologiques ainsi que de l'expertise de l'exploitant.

4.6 Disposition/Recyclage des eaux, des boues et des déblais

Les activités de forage et de fracturation hydraulique génèrent également d'importantes quantités d'eau et de boues. Ces eaux et ces boues doivent être entreposées et traitées de façon conforme. Une partie peut éventuellement être réutilisée in situ ou ex situ pour d'autres puits ou de nouvelles fracturations. La gestion de ces déchets est décrite aux sections 8.1 et 8.2.

4.7 Remise en état du site

La remise en état du site est décrite à la section 3.11.

5. Production

Une fois les étapes de forage, de fracturation et de reflux effectuées, le puits est mis en production.

La production initiale des puits non conventionnels est élevée – cette période dure de l'ordre de quelques mois à une ou deux années – pour ensuite baisser jusqu'à un certain niveau de productivité stable durant le reste de la vie du puits. Cette évolution est due au fait que la

productivité d'un puits est limitée par la géométrie de la zone accessible (au maximum la zone fracturée), par la quantité d'hydrocarbures contenus, par l'efficacité de leur mobilisation et notamment l'efficacité de l'opération de fracturation. De plus, il faut considérer l'affaissement des fractures et leur obstruction progressive. La figure 13 illustre des courbes de déclin de production de gaz dans le temps pour le shale Barnett. Il n'existe actuellement pas de données représentatives pour le Québec.

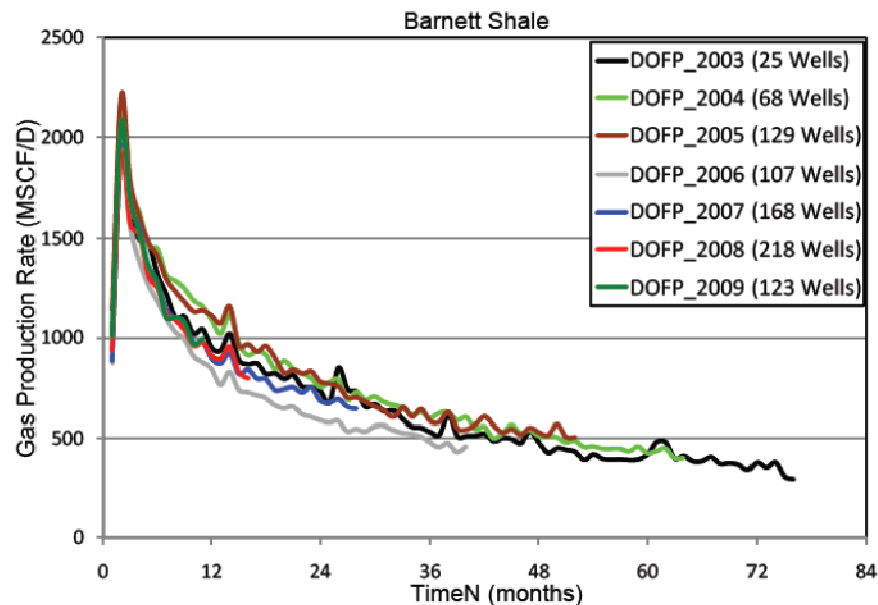


Figure 13 : Série typique de courbes de déclin dans le shale Barnett.

MSCF/D = millions de pieds cubes standard par jour (Source : Baihly et al., 2010)

Deux aspects de la courbe sont très importants : le taux de production maximal (globalement les premiers 6 à 12 mois) et l'asymptote (le taux de production à long terme).

5.1 Stations de compression

Des stations de compression sont installées sur le réseau de collecte pour aider le gaz à 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 viennent ensuite compenser la perte de pression dans le puits.

5.2 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 (H₂S) ou les gaz pouvant créer des bouchons tels que les hydrates. Ces exigences impliquent de séparer le gaz brut de ses différentes composantes.

Le Shale d'Utica étant très pur – il est très 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 tous les 400 km².

5.3 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. Dans ce cas, une séparation du méthane et des autres hydrocarbures peut être nécessaire.

5.4 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 incluse dans le gaz passe préférentiellement dans le liquide collecteur, séparant ainsi le méthane de l'eau. Le glycol est régénéré par chauffage.

La figure 14 illustre une unité de déshydratation.



Figure 14 : Unité de déshydratation des gaz.

(Source : Kocken Sistemas de Energia Inc., Internet)

5.5 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 (Gaz Métro), tandis que la pression en entrée varie au cours de la vie du puits, en commençant assez haut pour diminuer au fil du temps.

5.6 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.

6. Transmission / Distribution

Cette phase du processus industriel porte sur la transmission du gaz à partir des unités de traitement des gaz (section 5.2) 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.

6.1 Branchement au gazoduc

Les compagnies gazières sont responsables du réseau de collecte – soit de la tête de puits à l'unité de traitement des gaz – et la compagnie de transport / distribution (Gaz Métro), du transport / distribution (soit les gazoducs). Cette dernière doit au préalable mettre en place des gazoducs pour recevoir le gaz en provenance des unités de traitement des gazières. Cette expansion du réseau de distribution doit avoir été préalablement autorisée par la CPTAQ.

Présentement le réseau de distribution de gaz n'a pas encore été modifié pour recevoir la production de cette industrie au Québec. Les travaux de prolongement doivent précéder la phase de production de l'industrie.

6.2 Entretien du réseau

Les travaux d'entretien du réseau de transport / distribution sont sous la responsabilité du transporteur / distributeur et nécessitent des inspections régulières, le passage des « cochons » ou des racloirs à conduite de gaz, le remplacement des sections endommagées et les réparations suite aux accidents de même que le remplacement des équipements usés tel que les valves, les vannes, et les compteurs.

Les gazières sont responsables de l'entretien de leurs réseaux de collecte.

6.3 Distribution

La distribution concerne toute l'infrastructure nécessaire pour amener le gaz à l'utilisateur. Il s'agit en grande partie d'installations déjà existantes.

7. Fermeture définitive

Cette phase comprend la fermeture définitive des puits qui ne sont plus productifs ou qui ne l'ont jamais été. Les opérations de fermeture peuvent être simples s'il n'y a pas de fuite par les tubages, les événements ou la migration dans le sol. Dans le cas contraire, les travaux nécessaires pour apporter les correctifs sont plus laborieux.

Au Québec, la fermeture définitive des puits est régie par la section IV du chapitre III (article 61) du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

7.1 Arrivée des équipements

Dans tous les cas, certains équipements sont requis pour assurer une fermeture de puits qui soit conforme aux exigences de la réglementation du MRNF. Celle-ci demande minimalement la pose de bouchons de ciment, le remplissage du puits de fluide, le retrait de la tête de puits et la coupe des tubages à un mètre sous le niveau du sol. Ces différentes opérations nécessitent de transporter le matériel et les équipements requis jusqu'au site.

7.2 Fermeture du puits

Le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* stipule que :

- au moins 30 m de ciment doivent être placés au fond du puits;
- chaque zone perméable doit être isolée au moyen d'un bouchon de ciment de 10 m, s'il y a coffrage, ou de 30 m s'il n'y a pas de coffrage;
- un bouchon de ciment de 30 m soit placé à travers du sabot du coffrage de surface;
- les coffrages soient coupés à au moins 1 m de la surface du sol

- le puits doit être laissé dans un état qui empêche l'écoulement des liquides et des gaz hors du puits.

Par ailleurs, il est de pratique courante dans l'industrie selon les normes albertaine de remplir les sections non cimentées avec un liquide inhibiteur de corrosion ce qui a deux effets : une limitation de la corrosion et un maintien d'une certaine pression hydrostatique qui empêche la migration des fluides vers le puits.

Les têtes de puits standards sont constituées d'un assemblage de conduites et de valves (figure 15) qui sont retirées jusqu'à un mètre sous le niveau du sol. Ce matériel représente un investissement non négligeable pour l'entreprise et il est normalement réutilisé. Ce qui n'est pas réutilisé est recyclé.



Figure 15 : Tête de puits standard.

(Source : photo BCES)

7.4 Remise en état finale du site

Lorsque le site est en sol agricole, la remise en état finale est une des exigences de la CPTAQ. Les travaux consistent à démanteler les bassins de rétention – si cela n'avait pas encore été fait, l'unité de traitement des gaz et, de manière générale, toute infrastructure connexe. Il faut également remettre en état les sols agricoles, par le retrait de tout le gravier en surface, de la tête de puits, des conduites de gaz ainsi que de la clôture qui entoure normalement la tête de puits. La route d'accès peut également être fermée.

Concernant les conduites de gaz, la norme est Alberta est de les laisser en place car cela crée moins d'impacts que de devoir ouvrir le sol pour les enlever. Il faut alors les purger et les fermer.

Dans les terres non agricoles, les exigences de remise en état peuvent faire partie des conditions du bail négocié avec le propriétaire foncier.

8. Gestion des rejets et des résidus

Cette section détaille la gestion de tous les rejets et résidus générés tout au long de la vie d'un puits.

8.1 *Gestion des boues et déblais*

Le forage génère des boues et des déblais qui sont habituellement séparés. Dans tous les cas, la gestion de ces résidus doit suivre les directives sur la gestion des matières résiduelles. Elles conditionnent notamment l'acceptation de ces résidus dans tel ou tel site d'enfouissement technique en fonction de leur caractérisation.

Les déblais de forage, qui sont constitués de roche broyée, sont caractérisés. Si la composition de ces résidus le permet, ils peuvent être utilisés comme matériel de remblayage ou comme amendement agricole. Dans ce dernier cas, une demande de certificat d'autorisation doit être faite auprès du MDDEP. Sinon, ils sont envoyés dans un site d'enfouissement approprié pour être utilisés comme recouvrement journalier. Au Québec, c'est le site de St Nicéphore qui a accueilli le plus grand volume de déblais.

Les boues de forage sont entreposées dans un bassin à ciel ouvert aménagé près de l'installation de forage. Ces boues sont susceptibles d'être contaminées par les intrants utilisés dans le fluide de forage (ex : baryte, surfactants, biocides, inhibiteurs de corrosion, etc.), de même que des éléments provenant de la formation rocheuse elle-même (hydrocarbures, chlorures, ou métaux traces). Lorsque c'est possible, les boues sont réutilisées pour un autre forage. Sinon, les boues doivent être caractérisées pour être éliminées dans un site d'enfouissement approprié ou valorisées comme engrais agricole si un certificat d'autorisation est demandé².

8.2 *Gestion des eaux usées*

La gestion des eaux usées est un enjeu majeur de l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste.

Des eaux usées contaminées sont produites lors du forage, du nettoyage et – principalement – de la fracturation des puits de gaz de schiste. Cette eau, souvent salée, est chargée d'éléments dissous (sels minéraux, ammoniacque, métaux traces et matières en suspension) et organiques (hydrocarbures et acides organiques) provenant des produits chimiques utilisées par l'entreprise ainsi que des formations rocheuses souterraines.

D'autres types d'eaux usées sont susceptibles d'être générées lors de l'exploration : eau provenant des tests hydrostatiques, eau provenant du traitement du gaz, eau de purge des chaudières ou eaux domestiques.

De l'eau de formation pourrait également être pompée du puits, mais cela est peu probable dans le shale d'Utica puisqu'il est généralement sec.

² <http://www.mddep.gouv.qc.ca/matieres/valorisation.htm>

Les eaux de reflux sont stockées sur place dans des bassins de rétention à ciel ouvert. Lorsque c'est possible, les eaux sont réutilisées pour fracturer un autre puits. Cela dépend de leur composition et de la proximité d'un puits à fracturer. Quand la réutilisation n'est pas possible, les eaux usées doivent être traitées avant d'être rejetées dans le milieu naturel.

Jusqu'à maintenant, les eaux usées de fracturation ont été acheminées à des stations d'épuration municipales. Le MDDEP a identifié les ouvrages municipaux d'assainissement capables de recevoir les eaux usées de l'industrie du gaz de schiste, sous certaines conditions. La liste de ces installations est donnée à l'annexe B. Avant d'accepter des eaux à traiter, les installations de traitement doivent obtenir un certificat d'autorisation du MDDEP, qui se base sur la caractérisation des eaux visées.

Cependant, en phase d'exploitation à grande échelle, les volumes d'eaux usées pourraient devenir trop importants et d'autres solutions devront alors être mises en place, comme des traitements plus spécifiques réalisés sur place. En outre, afin de minimiser les coûts de la gestion d'eau qui peuvent représenter plus de 1 million de dollars par puits (*Canadian Institute Eastern Canada Shale Gas Symposium, 2011*), l'industrie commence à mettre en place des systèmes centralisés de prélèvement, de distribution et de recyclage d'eau de fracturation et d'eau de reflux

8.3 Émissions à l'air

Les émissions à l'air sont classées en quatre catégories.

8.3.1 Émissions de méthane

Des émissions de gaz naturel (donc principalement de méthane) surviennent à toutes les étapes de la vie d'un puits, soit sous forme d'émissions fugitives, de fuites ou de mises à l'air libre contrôlées. La quantité de ces émissions a une influence considérable sur le bilan global de la filière quant à son impact sur l'effet de serre. Des valeurs existent dans la littérature mais elles sont très variables – de l'ordre de 1 à 7 % par rapport à la quantité de méthane extrait – et font l'objet de controverses (voir annexe pour les références).

Notons que des émissions peuvent se produire également en l'absence de toute exploitation du gaz de schiste. Il peut alors être difficile de déterminer si les émissions détectées sont attribuables à un puits ou non. Une bonne analyse de la situation avant tout forage est donc essentielle.

8.3.2 Torchères et incinérateurs

Des torchères et/ou incinérateurs sont utilisés pour brûler le gaz naturel, soit comme système de sécurité, soit comme façon d'éliminer le gaz lorsque celui-ci ne peut être envoyé sur le réseau de collecte (en général parce que celui-ci est encore inexistant). Les émissions à l'air dues à la combustion du gaz naturel sont principalement du CO₂, des NO_x, du CO et des particules fines.

8.3.3 Combustion dans les équipements

Toute une série d'équipements sont utilisés pour forer et fracturer le puits et pour extraire le gaz : foreuse, camions-pompes, mélangeurs, compresseurs, génératrices, etc. Des camions sont également nécessaires pour le transport vers et hors du site.

Toute cette machinerie brûle des combustibles, principalement du diesel. La combustion du diesel – voire du gaz naturel – engendre toute une série d'émissions dans l'air, dont les principales sont semblables à celles issues des torchères / incinérateur, avec en plus des SOx.

Certains équipements fonctionnent (ou pourraient fonctionner) à l'électricité, telles les stations de compression ainsi que certaines foreuses. Il n'y a alors pas d'émissions sur le site de la combustion mais là où l'électricité est produite. Étant donné que l'électricité québécoise se base principalement sur l'hydroélectricité, la consommation d'électricité engendre peu d'émissions dans l'air.

8.3.4 Émissions issues des bassins de rétention

Les bassins de rétention des eaux usées à ciel ouvert sont également responsables d'émissions à l'air. Ces émissions sont difficiles à qualifier et à quantifier.

8.4 Rejets accidentels

Des émissions au sol et à l'eau peuvent survenir sur les sites de forage, par l'intermédiaire des camions, des bassins de rétention, de la manipulation des liquides et des boues, etc. L'ampleur de ce type de rejets est toujours très difficile à estimer. Dans tous les cas, la mise en place de bonnes pratiques permet de limiter les rejets.

8.5 Gestion des équipements

Lorsqu'un équipement / infrastructure n'est plus nécessaire sur le site, il est enlevé pour ensuite être utilisé sur un autre site. La durée de vie de la machinerie spécifique aux activités gazières est de plusieurs dizaines d'années, elle va donc servir sur toute une série de sites avant d'arriver à sa fin de vie. Quand arrive le moment d'éliminer des équipements, la solution privilégiée est le recyclage puisque la plupart sont composés principalement de métal. Ce qui ne peut être recyclé est éliminé en respectant la législation en vigueur.

Glossaire

Boue de forage*	Mélange d'eau, d'argile et de certains produits chimiques qui assure la remontée des déblais, maintient les parois du puits [...] et refroidit le trépan tout en le lubrifiant.
Complétion	Toutes les étapes nécessaires pour passer d'un forage à un puits producteur de gaz. Cela comprend notamment la perforation du tubage de production et la stimulation du puits.
Déblais de forage*	Débris solides arrachés à la formation rocheuse et ramenés à la surface au cours du forage.
Eau de reflux	Fluide de fracturation qui remonte à la surface suite à la fracturation. La composition des eaux de reflux diffère de celle du fluide de fracturation en raison des interactions chimiques qui ont eu lieu dans le sous-sol. Appelée « <i>flowback</i> » en anglais.
Eau de formation	Eau provenant du sous-sol et remontant à la surface avec les eaux de reflux. Le Shale d'Utica est généralement sec, il ne produit donc que peu, voire pas, d'eau de formation.
Eau de production	Eau sous forme de vapeur contenue dans le gaz sortant du puits. Il s'agit d'un mélange d'eau de reflux et d'eau de formation
Essai de production*	Opération consistant à laisser le gaz naturel remonter librement par le puits de façon à évaluer le potentiel de production et la rentabilité économique de ce dernier. Dans un gisement de shale, cette étape suit la fracturation.
Évent*	Système de sécurité d'évacuation des gaz destiné à éviter les surpressions dangereuses
Fermeture définitive*	Cessation des travaux de forage, de complétion ou de modification d'un puits avec l'intention de cesser toute activité et de ne plus poursuivre les travaux dans un puits, lequel est désigné puits abandonné.
Fermeture temporaire*	Interruption des travaux de forage, de complétion ou de modification d'un puits avec l'intention de reporter à une date ultérieure la poursuite des travaux.
Forage*	Action de forer un trou dans une ou plusieurs formations géologiques. On y entend aussi l'ensemble des techniques permettant de creuser un puits gazier.
Fracturation hydraulique	Méthode pour stimuler un puits. En bref, cela consiste à envoyer un liquide sous haute pression dans le forage afin de fracturer la roche et

	libérer le gaz.
Levé sismique	Opération géophysique consistant à utiliser une source sismique pour produire artificiellement des ondes acoustiques qui se propagent dans la terre et sont réfléchies ou réfractées par les couches souterraines, puis enregistrées.
Migration de gaz*	Écoulement non contrôlé de gaz dans le sol ou dans l'eau souterraine provenant du puits gazier.
Résidus de forage*	Toute substance solide ou liquide, à l'exception de l'effluent final, rejetée par les activités de forage dont les fluides usés de forage, les boues et les déblais de forage.
Réseau de collecte	Réseau de conduites allant de la tête du puits à l'unité de traitement des gaz.
Réseau de transport	Réseau de conduites allant de l'unité de traitement des gaz au réseau de distribution.
Réseau de distribution	Réseau de conduites allant du réseau de transport au consommateur.
Site	Dans le cadre de ce rapport, un site fait référence à l'espace au sol aménagé pour recevoir tous les équipements nécessaires pour le forage et la complétion du puits ainsi que pour l'extraction du gaz de schiste. La taille du site varie au cours de la vie du puits.
Stimulation	Toute action ou ensemble d'actions visant à libérer le gaz emprisonné dans la roche.
Tête de puits*	Équipement de surface muni d'un assemblage de vannes, utilisé pour assurer le contrôle des fluides remontant par le puits.
Traitement du gaz*	Opération effectuée sur le gaz naturel à la sortie du puits visant à le séparer des autres fluides remontant à la surface, à le purifier ou à le conditionner pour son stockage et son transport.

* Ces définitions sont issues du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* et des travaux sur le projet de *Directive sur les hydrocarbures*.

Références

Baihly, J., Altman, R., Malpani, R. et F.L. Schlumberger (2010), Shale Gas Production Decline Trend Comparison Over Time and Basins, SPE 135555, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September 2010, Florence, Italy. 25 pages .

Canadian Institute Eastern Canada Shale Gas Symposium (2011). Pragmatics of fluid management in shale gas development – Supply, storage, treatment, recycling, disposal. Formation donnée lors de ce symposium, Montréal, mars 2011.

Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (2012). Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, version finale, avril 2012, 80 pages. En ligne : http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/05/plan-realisation-EES-final_avril-2012.pdf [Page consultée la dernière fois le 24 juillet 2012].

Frac Focus (Internet). Hydraulic Fracturing : The Process. En ligne: <http://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/hydraulic-fracturing-process> [Page consultée la dernière fois le 24 juillet 2012].

Pensylvania Independent Oil & Gas Association (PIOGA) (Internet). Facts on Hydraulic Fracturing. En ligne : www.pioga.org/environment-safety/hydraulic-fracturing/ [Page consultée la dernière fois le 24 juillet 2012].

Mapping Work Group of the Gas Drilling Task Force of the Tompkins County Council of Governments. (2011). Looking Down from Above: Mapping Potential Drilling Activity in Tompkins County. Présentation, 30 diapositives. En ligne : www.tompkins-co.org/tccog/gas_drilling/Focus_Groups/Mapping%20Minutes/Section%201%20-%20TC%20Mapping%20Intro.pdf [Page consultée la dernière fois le 24 juillet 2012].

Star-Telegram.com (Internet). Barnett Shale. En ligne : http://startelegram.typepad.com/barnett_shale/files/DFWLease.jpg [Page consultée la dernière fois le 24 juillet 2012].

Kocken Sistemas de Energia Inc. (2010). Recovery of Natural Gas Liquids. En ligne : http://kockenenergy.com/en/downloads/assets/pdf_archive/e07-ngl_recovery.pdf [Page consultée la dernière fois le 24 juillet 2012].

Kocken Sistemas de Energia Inc. (Internet). Dehydration. En ligne : <http://kockenenergy.com/en/products-services/dehydration/index.html> [Page consultée la dernière fois le 24 juillet 2012].

Annexe A : Données disponibles

Les informations présentées dans cette annexe ont été recueillies par le Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques (BCES) du MDDEP dans le cadre de l'élaboration du « Projet Type ».

La structure de l'annexe correspond autant que possible à celle du rapport afin de présenter les informations en parallèle avec les étapes concernées et ainsi de faciliter la lecture.

Les informations présentées dans cette annexe devraient être mises à jour au fur et à mesure que les résultats des études détaillées du plan de réalisation de l'ÉES seront disponibles.

Source de données

Toutes les données présentées ici proviennent des compagnies gazières actives dans le secteur des gaz de shale au Québec et se veulent représentatives du contexte québécois. Les données sont soit issues de mesures sur les sites / puits québécois existants, soit estimées par les entreprises sur base de leur expérience dans d'autres régions (principalement aux États-Unis). Par défaut, les données font parties de la catégorie « estimées », tandis que les données mesurées au Québec sont identifiées comme telles.

Tableau 1 : Caractéristiques générales du gaz de shale et des puits

Caractéristiques	Quantité			Unité
	Moy	Min	Max	
Durée de vie d'un puits	15	3	50	ans
Nombre de puits en exploitation par plateforme	8	6	10	puits
Production totale de gaz d'un puits	3	2	4	Bcf* / puits
Composition du gaz**	98% méthane ; 1,2% éthane ; 0,2% CO ₂ ; 0,6% autre			

* 1 Bcf= 28 300 000 m³

** Moyenne mesurée québécoise

Données relatives aux travaux préliminaires (phase 2)

(2.1 à 2.5) Modèle géologique, acquisition du territoire, levés sismiques choix du site et demandes de permis

Seuls les levés géophysiques ont des opérations sur le terrain. Pour des levés par camion vibreurs, on peut estimer que les opérations ont des émissions qui sont équivalentes à celles d'un camionnage classique. Pour des opérations au sol, il faut couper des lignes sismiques de 1 à 3 m de large sur la distance du levé (de 10 à 150 km) et organiser le transport du matériel sur un ou deux mois. Il est à noter que plusieurs levés sismiques ont déjà été réalisés et que, dans plusieurs cas, les compagnies gazières pourront utiliser l'information existante.

(2.6) Préparation des routes et du site

a) Construction de la route d'accès au site de forage

Les données du tableau 2 sont issues des sites de forage québécois.

Tableau 2 : Matériaux pour les routes d'accès au site de forage

Matériaux	Min	Max	Moy.	Apport par camion
Gravier de renforcement de route	0 m ³	10 000 m ³	5 000 m ³	20 km
Sable de renforcement route	0 m ³	2 200 m ³	1 100 m ³	20 km

Matériaux	Min	Max	Moy.	Apport par camion
Géotextile			2 820 m ²	150 km
Ciment	0 m ³	200 m ³	100 m ³	20 km
Ponceaux			40 m	50 km
Tapis de planches de chêne (3 m x 4 m)			300 unités	70 km
Gravier pour construction	0 m ³	10 037 m ³	2 785 m ³	30 km
Ciment recyclé	0 m ³	190 m ³	90 m ³	50 km
Sable pour construction et déboisement	0 m ³	2 208 m ³	880 m ³	30 km

Les quantités indiquées correspondent à une longueur moyenne de 500 m pour les chemins d'accès. Les routes actuelles varient de 60 m à 8 364 m.

Le transport des matériaux requis pour les routes nécessite en moyenne 30 camions (et un maximum de 58). Il s'agit le plus souvent de camions porteurs (5 essieux).

À cette étape, la machinerie nécessaire est la suivante, avec un engin par type sauf si mentionné : ébrancheuse, transporteur à bois, excavatrice (3), compacteur, camions à gravier (2), déchiqueteuse, Bulldozer D8H, chargeuse D6M.

La consommation horaire de l'ensemble de ces machines est estimée à 432 l/h, pour une période de 8 h de travail/jour (soit 3 460 l/jour). La construction de route prend en moyenne 5 jours et varie entre 1 à 8 jours.

b) Construction du site de forage

Tableau 3 : Taille du site de forage

	Min	Max	Moy.
Superficie nécessaire en phase exploratoire*	50m x 50m	140m x 140m	90m x 110m
Superficie nécessaire en phase développement /exploitation	25m x 25m	165m X 122m	90m x 110m**

* Valeurs mesurées québécoises

** Dans le cas de terrains agricoles, la superficie est réduite (voir valeur min) car le reste de la superficie est remise en état.

Tableau 4 : Matériaux pour le site de forage

Matériaux	Min	Max	Moy.	Apport par camion
Sable	190 m ³	4 400 m ³	2 700m ³	20 km
Ciment	0	570 m ³	300 m ³	20 km
Ciment recyclé	0	600 m ³	150 m ³	50 km

Matériaux	Min	Max	Moy.	Apport par camion
Gravier	0	2 200 m ³	1 000 m ³	20 km
Géotextile feutré et membrane imperméable			17 000 m ²	150 km
Tapis de planches de chêne (3 m x 4 m)			1 050 unités	70 km

Le transport de tous ces matériaux nécessite en moyenne 50 camions (et un maximum de 115). Le sable et le gravier sont transportés par camions porteurs de 5 essieux, tandis que des semi-remorques sont utilisés pour les autres matériaux.

Les données du tableau 5 sont issues des sites de forage québécois.

Tableau 5 : Machineries pour les routes d'accès et le site de forage

Machine	Nombre	Consommation horaire (L/h)	Heures d'utilisation (h)	Consommation totale (L)
Ébrancheuse	1	37.5	24	900
Transporteur à bois	1	37.5	24	900
Excavatrice	3	34.4	196	20 200
Compacteur	1	54.2	24	1 300
Déchiqueteuse	1	27.1	120	3 250
Camions à gravier	2	31.3	120	7500
Bulldozer D8H	1	53.8	160	8 600
Chargeuse D6M	1	36.2	232	8 400
Chargeuse D5	1	31.5	232	7 300
Grader	1	43.8	16	700
Tandem gravel truck	7	36.0	160	40 300
Total				99 350

Il faut 8 à 10 jours pour construire un site. Quelques jours supplémentaires sont nécessaires pour les routes d'accès.

Données relatives à l'exploration et à la fracturation (phase 3)

(3.2) Forage

Les données du tableau 6 sont issues des sites de forage québécois.

Tableau 6 : Caractéristiques des forages verticaux et horizontaux

Matériaux	Min	Max	Moy.	Unité
Durée d'un forage vertical	6	62	38	jours
Profondeur d'un puits vertical	510	3 349	1 795	m
Diamètres des puits verticaux	244	400	340	mm
Diamètre de trou surface	222	375	304	mm
Diamètre de trou intermédiaire	222	269	214	mm
Diamètre de trou de production	114	156	163	mm
Durée d'un forage horizontal	25	32	28.5	jours
Diamètre d'un puits horizontal	152	156	153	mm

Tableau 7 : Machinerie pour le forage

Équipements	Temps d'opération	Puissance	Commentaires
1 foreuse (Akita) (diesel)	720 h	5000 kw	Les foreuses génèrent leur propre électricité avec une génératrice diesel. Les moteurs qui actionnent les pompes et transmissions sont électriques.
3 Génératrices (diesel)	2 160 h	400 kw	
2 moteurs diesel	1 440 h	635 kw	
1 réservoir diesel			
2 réservoirs d'eau			
2 réservoirs de boues			
2 tours de lumières (électrique ou mini génératrice)			
1 torchère			Lors du forage, on n'utilise pas la torchère, sauf en cas d'urgence
2 Chaudières alimentées au diesel (hiver)	48 h	14 000 kw	Pour l'hiver (en été, on ne chauffe pas)
4 remorques bureau (roulotte) (toilette chimique)		20 kw	Consommation uniquement en hiver
1 chargeur frontal	9h/jour		
Silos (contenant ciment en poudre)			
Séparateur à gaz			Pour séparer le gaz de la boue de forage
Cuves supplémentaires			
1 camion pompage + 1 camion transport (cimentage)	24 h (3 cimentations)		Consommation et facteur d'émission typique de camion 10 roues Carburant = diesel
1 camion test de pression	24 h		

Équipements	Temps d'opération	Puissance	Commentaires
1 camion de diagraphies	16 h		
1 camion de carottage	24 h		
1 camion de "fishing operation"	12 h		
1 camion de diesel			
1 camion eau potable			
1 camion eaux usées			
Camions de déblais			

Le transport de tout ce matériel nécessite au moins 49 camions. Deux scénarios d'acheminement des équipements existent selon qu'ils sont disponibles au Québec ou en Alberta. Les distances de transport pourront être estimées.

Concernant les facteurs d'émission des équipements, une référence de l'US EPA est recommandée : « AP 42, Fifth Edition, Volume I, Chapter 3: Stationary Internal Combustion Sources » (www.epa.gov/ttnchie1/ap42/)

Il peut y avoir du gaz envoyé à la torchère lors du forage en cas de "gaz kicks" (poches de gaz). Les volumes sont mesurés en heures ou plus rarement en jours de brûlage de la torchère. On peut estimer que ces quantités sont faibles au regard des autres émissions lors des essais de production notamment.

Le tableau ci-dessous présente une liste des substances pouvant servir à élaborer les boues de forage. La composition de la boue va se baser sur ces ingrédients mais elle varie en fonction des conditions locales de forage.

Tableau 8 : Intrants de la boue forage

Intrants	Provenance / mode de transport / distance	Min	Max	Moy	Unité
Water	Local / Camion / 200 km	150	500	325	m ³
Alkapam 1103RD	Texas / Camion / 3 000 km	5	10	7	25 kg sac
Barite	Wyoming / Camion et rail / 2 000 km	418	20450	5405	40 kg sac
Bentonite	Wyominng / Camion / 2 000 km	191	399	267	40 kg sac
Bicarb of Soda	Alberta / Camion / 2 500 km	1	23	11	25 kg sac
Bleach - Sodium Hypochlorite	Alberta / Camion / 2 500 km	5	23	11	20 L seau
Calcium Carbonate	Alberta / Camion / 2 500 km	41	566	179	25 kg sac
Caustic Soda	Alberta / Camion / 2 500 km	2	85	21	25 kg sac
Citric Acid (conditionne l'acier-enlève la rouille)	Alberta / Camion / 2 500 km	2	16	10	25 kg sac
Defoamer	Alberta / Camion / 2 500 km	5	44	20	20 L seau
Desco (déflocculant)	Alberta / Camion / 2 500 km	1	115	36	11,34 kg sac

Intrants	Provenance / mode de transport / distance	Min	Max	Moy	Unité
Drilling Detergent	Alberta / Camion / 2 500 km	1	7	3	20 L seau
Envirofloc	Alberta / Camion / 2 500 km	6	40	21	33,68 kg sac
Fed Seal	Alberta / Camion / 2 500 km	1	10	6	18,4 kg sac
Glass Beads - MF BEADS	Alberta / Camion / 2 500 km	6	58	29	25 kg sac
Gypsum	Alberta / Camion / 2 500 km	10	26	19	25 kg sac
Hyperdrill AF247RD	Alberta / Camion / 2 500 km	4	31	15	25 kg sac
K2	Alberta / Camion / 2 500 km	15	15	15	20 L seau
Kelzan XCD	Alberta / Camion / 2 500 km	9	37	23	22,68 kg sac
KASIL - Potassium Silicate	Ontario / Camion / 600 km	38	67	49	m ³
Lignite	Alberta / Camion / 2 500 km	7	38	29	22,68 kg sac
Lime	Alberta / Camion / 2 500 km	104	104	59	20 kg sac
Lubra Glide Beads	Alberta / Camion / 2 500 km	6	40	23	22,68 kg sac
Magma Fibre	Alberta / Camion / 2 500 km	29	15	29	25 kg sac
Magnafloc 24	Alberta / Camion / 2 500 km	3	15	8	25 kg sac
MF Barite	Alberta / Camion / 2 500 km	37	2831	1214	40 kg sac
MF ORGANOSEAL	Alberta / Camion / 2 500 km	4	45	30	22,68 kg sac
MF PAC R	Alberta / Camion / 2 500 km	4	61	30	22,68 kg sac
MF RIGMATE	Alberta / Camion / 2 500 km	2	14	8	20 L seau
MF SILFLOC	Alberta / Camion / 2 500 km	3	7	5	20 L seau
MF SILGLIDE	Alberta / Camion / 2 500 km	12	12	12	208 L baril
MF SILSOAP	Alberta / Camion / 2 500 km	5	16	11	20 L seau
MF STAR	Alberta / Camion / 2 500 km	16	102	52	25 kg sac
MF VIS	Alberta / Camion / 2 500 km	7	192	51	25 kg sac
Potassium Carbonate	Alberta / Camion / 2 500 km	1	2	2	25 kg sac
Radia Green EME	Alberta / Camion / 2 500 km	1	10	6	208 L baril
SAPP	Alberta / Camion / 2 500 km	1	13	6	25 kg sac
Sawdust	Alberta / Camion / 2 500 km	18	225	96	7,3 kg sac
Soda Ash	Alberta / Camion / 2 500 km	9	14	8	22,68 kg sac
Stardril	Alberta / Camion / 2 500 km	1	1	1	22,68 kg sac
T352	Alberta / Camion / 2 500 km	1	13	7	20 L seau
TKPP	Alberta / Camion / 2 500 km	1	32	14	25 kg sac
Ultra Seal XP	Alberta / Camion / 2 500 km	76	76	76	22,68 kg sac
Walnut	Alberta / Camion / 2 500 km	76	81	64	25 kg sac

Tableau 9 : Acier et ciment

Matériaux	Min	Max	Moy	Unité	Valeurs basées sur
Longueur de tubage de surface (acier)	101	572	346	m	20 puits québécois
Longueur de tubage intermédiaire (acier)	772	2453	1885	m	20 puits québécois
Longueur de tubage de production (acier)	827	3405	2176	m	22 puits québécois
Ciment de coffrage (densité de 1,9 t/m ³)	18	195	97	tonnes	22 puits québécois

(3.4) Boues / Déblais

Le tableau ci-dessous présente les informations disponibles sur les résidus de forage.

Les données du tableau 10 sont issues des sites de forage québécois.

Tableau 10 : Résidus de forage – Quantités et devenir

Rejets	Min	Max	Moy	Unité	Traitement	Transport
Boues de forage	200	500	350	m ³	Stockage et réutilisation pour d'autres puits, uniquement en phase d'exploitation et en fonction du timing des forages successifs. Élimination en phase d'exploration	De 0 à 4 km si réutilisation sur le même pad
	18	58	38	camions		
Ciment*	1	18	3	m ³	Envoyé en site d'enfouissement	
Cuttings (déblais solides)		1 100	600	kg	Envoyés en site d'enfouissement	
	30	150	50	km		Par camion

* Ciment excédentaire qui remonte en surface lors des cimentations

(3.7) Préparation pour fracturationLa perforation du tubage de production

Il s'agit de perforer le tubage horizontal à l'aide d'explosifs afin d'ensuite pouvoir envoyer le liquide de fracturation sous haute pression dans la roche.

Chaque perforation comporte entre 8 et 20 trous individuels sur une section de 0,5 à 2 m le long du forage, les puits peuvent avoir jusqu'à 32 sections perforées. Chaque perforation est effectuée grâce à une charge explosive de 20 à 30 grammes. Au total on utilise donc une vingtaine de kg d'explosifs par puits.

Notons que cette étape n'est nécessaire que lorsqu'un tubage a été installé dans le boyau horizontal, ce qui n'est pas toujours le cas.

Le nettoyage du puits à l'aide d'une solution acide

Cette étape fait déjà partie de la fracturation. On injecte 2 à 8 m³ de solution acide chlorhydrique 15 % à 28% par fracturation. Les rejets neutralisés dus à ce nettoyage sont compris dans les eaux de reflux.

(3.8) Fracturation

Un puits est en général fracturé plusieurs fois afin de stimuler différentes sections du puits. Chaque fracturation prend environ 4 heures et il y a de l'ordre de 8 fracturations par puits. Les équipements fonctionnent donc pendant environ 32 heures à puissance maximale pour la fracturation elle-même. Comme on ne réalise qu'une fracturation par jour, les camions pompe sont en place entre 8 à 10 jours.

L'énergie consommée lors de l'injection sous pression du liquide de fracturation se calcule à partir de la puissance des camions pompes (2250 bhp ou 1690 kW), du nombre de camions pompe (jusqu'à 13) et du temps de pompage requis (soit environ 4 heures par fracturation)

Tableau 11 : Informations sur la fracturation hydraulique

	Min	Max	Moy	Unité	Valeurs basées sur
Nombre de perforations	0	31	3	/ puits	
Nombre de fracturations*	1	8	3	/ puits	16 puits québécois
Sable injecté	141	1176	396	tonnes	13 puits québécois
Volume de fluide injecté par fracturation	877	3 377	1 670	m ³	14 puits québécois

*Le nombre de fracturations dans les puits existants n'est probablement pas représentatif du secteur en phase de développement, où les puits seront probablement fracturés plus que trois fois en moyenne.

Tableau 12 : Équipement pour la fracturation

Équipement	Temps d'opération
Jusqu'à 13 camions pompe	4-10 jours
1 laboratoire	4-24 jours
2 réservoirs de sable	4-24 jours
1 séparateur	4-24 jours
1 treuil	26-56 jours
1 grue	26-56 jours
1 derrick de service	4-24 jours
1 unité de maintien en pression	4-24 jours
Réservoirs de 80 m ³ (de 2 à 8)	4-24 jours
1 à 2 réservoirs hors sol (C-ring)	> 1 an

Le transport de tout ce matériel nécessite au moins 49 camions. Deux scénarios d'acheminement des équipements existent selon qu'ils sont disponibles au Québec (phase d'exploitation) ou en Alberta (phase d'exploration).

Le liquide de fracturation est composé d'eau (> 95%), de sable et d'additifs chimiques. Chaque intrant utilisé a une fonction particulière dans le procédé afin d'obtenir une fracturation optimale du schiste. Chaque intrant peut contenir un ou plusieurs composés chimiques.

Le tableau ci-dessous comprend la liste de tous les produits qui ont été utilisés pour les fracturations faites au Québec. Toutefois, chaque entreprise fabrique sa propre recette de fracturation en utilisant les produits de la liste (par exemple, on utilise un ou deux des 8 surfactants possibles).

Tableau 13 : Intrants utilisés dans le liquide de fracturation

# du produit	Utilisation	Quantité / fluide de frac	Constituants chimiques	Concentration dans l'intrant (%)
1	additif pour acide	5 l/m ³	Dérivé de sulphonate de benzène	7 - 13
			Dipropylène glycol	15 - 40
			Acide benzènesulphonique dérivés alkylés C10-16-	15 - 40
2	agent émulsifiant	0.1 l/m ³	*	100
3	agent séquestrant du fer	10 kg/m ³	Nitrioltriacétate de sodium monohydrate	95 - 100
4	agent séquestrant du fer	5 kg/m ³	Nitrioltriacétate de sodium monohydrate	100
5	anti émulsifiant	1.3 kg/m ³	Persulfate de sodium	60 - 100
6	anti émulsifiant	0.1 l/m ³	Hypochlorite de sodium	10 - 15
7	anti émulsifiant	6 l/m ³	Méthanol	1 - 5
			Isopropanol	60 - 100
			Alcool éthoxylé ramifié	1 - 5
8	anti émulsifiant	0.3 l/m ³	Persulfate de sodium	90 - 98
9	anti émulsifiant	0.5 l/m ³	Triéthanolamine	40 - 70
			Diéthanolamine	5 - 10
10	anti émulsifiant	2 l/m ³	Huile minérale	60 - 100
11	biocide	0.01 kg/m ³	Dibromo-3-nitripropionamide	60 - 100
12	contrôleur de ph	1.5 l/m ³	Méthanol	5 - 10
			Carbonate de potassium	10 - 30
13	dissoudre les carbonates	8m ³	Additifs (Spearhead)	15
14	fluide de stimulation	0.5 l/m ³	Hypochlorite de sodium >7% de chlore	10 - 15
			Chlore	1 - 6
			Eau	88 - 98
			Hydroxide de sodium	2 - 5
15	gélifiant	6 l/m ³	Isopropanol	0,1 - 1
			Huile basse toxicité	40 - 60
16	inhibiteur de corrosion	2 l/m ³	1,2,4-Triméthylbenzene	0,1 - 1
			Formaldéhyde	5 - 10
			Méthanol	0,1 - 1

# du produit	Utilisation	Quantité / fluide de frac	Constituants chimiques	Concentration dans l'intrant (%)
			Isopropanol	10 - 30
			Naphtalène	1 - 5
			Alcool propargylique	1 - 5
			Éthyl octynol	1 - 5
			Huile de Tall acide	5 - 10
			Solvant naphtha (aromatique lourd)	10 - 30
			Huile de Tall d'acides gras	5 - 10
			Alkylphenols Oxyalkylatés	10 - 30
			Dérivés quaternaires de quinoline	5 - 10
17	inhibiteur de corrosion	2 l/m ³	2-Propyne-1-ol (Propargyl alcohol)	<1
18	inhibiteur de corrosion	2 l/m ³	Méthanol	30 - 60
			Polymère de thiourée	10 - 30
			Huile de Tall acide	10 - 30
			Alcool éthoxylé (C14 - C15)	10 - 30
			Alcool propargylique	5 - 10
			Alcènes, C >10 alpha-	1 - 5
19	inhibiteur de corrosion	2 l/m ³	Naptha (aromatique lourd)	10 - 30
			Naphtalène	1 - 5
			1,2,4-Triméthylbenzène	0,1 - 1
			Acides gras	5 - 10
			Isopropanol	10 - 30
			Complexe alkylaryl polyo-ester	5 - 10
			Alkylphenol oxyalkylaté	10 - 30
			Formaldéhyde	5 - 10
			Méthanol	0,1 - 1
			Dérivés de quinoline quaternaire de chlorure de benzyle (tar bases)	5 - 10
			Alcool propargylique	1 - 5
			4-éthyl,octynol	1 - 5
20	inhibiteur de tartre	0.1 l/m ³	Formaldéhyde	0,1 - 1
			Acide acétique	1 - 5
			Méthanol	10 - 30
			Éthanolamine	1 - 5
			Chlorure d'ammonium	1 - 5
21	réducteur de friction	0.6 l/m ³	Distillats de pétrole (C9-C16)	10 - 30
22	réducteur de friction	0.5 l/m ³	Copolymère d'acrylamide	10 - 30
			Esters d'acides gras	1 - 5
23	réducteur de friction	0.5 l/m ³	*	100
24	réducteur de friction	1 l/m ³	*	100

# du produit	Utilisation	Quantité / fluide de frac	Constituants chimiques	Concentration dans l'intrant (%)
25	réticulaire	2.2 l/m ³	Méthanol	70 - 90
			Propanol	7 - 13
			Complexe de zirconium	7 - 13
26	stabilisateur d'argile	2 l/m ³	1,3-Propanediaminium-2-substitué, -hexaalkyl-, di halogénure	30 - 60
27	stabilisateur d'argile	2 l/m ³	*	100
28	stimulateur de reflux	1 l/m ³	Isopropanol	10 - 20
			d-Limonène	10 - 30
			Propylène Glycol	5 - 15
			Triéthylène Glycol	8 - 16
			Alcool éthoxylé	10 - 30
			Huile de ricin éthoxylé	10 - 30
29	surfactant	6 l/m ³	Isopropanol	10 - 30
			Chlorure d'ammonium triméthylrique d'octadécyle	15 - 40
			Xylène sulphonate de sodium	15 - 40
30	surfactant	1 l/m ³	Isopropanol	60 - 100
			Ethers de glycol (non spécifié)	7 - 13
			Naptha	7 - 13
31	surfactant	0.5 l/m ³	Méthanol	10 - 30
			2-butoxy éthanol	3 - 7
			Nonyl phénol éthoxylé	10 - 30
32	surfactant	4 l/m ³	Acide acétique	10 - 30
			Complexe polyamines	10 - 30
			Cocamido propyl bétaine	10 - 30
33	surfactant	1.5 l/m ³	Propane-2-ol (Isopropanol)	15 - 40
			Chlorure d'ammonium triméthylrique d'octadécyle	60 - 70
			N,N-diméthyle octadécylamine	< 2
			1-Octadécylamine, N,N-diméthyle-, hydrochlorure (1:1)	< 2
34	surfactant pétrolier	1 l/m ³	Terpène	N.D
			Alcool (non spécifié)	N.D
			Alkoxyate d'alkyle	N.D

*Une compagnie a l'obligation de produire une fiche signalétique (ou "Safety Data Sheet") lorsque son produit est dangereux. Ces produits n'ont pas de fiche signalétique.

Tableau 14 : Rejets issus de la fracturation hydraulique

Valeurs par puits	Min	Max	Moy	Unité	Valeurs basées sur
% reflux	27	73	44	%	12 puits québécois
Salinité du reflux jour 1	2 000	12 000	6 900	ppm	10 puits québécois
Salinité du reflux, fin de l'essai	8 000	36 000	14 700	ppm	10 puits québécois
Nombre de camions pour les rejets liquides (eaux de reflux)	26	137	53	camions	9 puits québécois

(3.9) Essais de production

En période exploratoire pour l'industrie du gaz de schiste, le gaz extrait du puits lors des essais de production est envoyé à la torchère (ou à l'incinérateur), cependant, lorsque l'industrie sera en phase de développement, ce gaz pourrait déjà être envoyé sur le réseau.

Les données du tableau 15 sont des valeurs mesurées sur 12 puits québécois.

Tableau 15 : Quantité de gaz envoyé à la torchère lors des essais de production

	Min	Max	Moyenne	Unité
Volume journalier à la torchère	1 400	85 000	22 000	m ³ /jour
Durée d'envoi à la torchère	7	137	41	jours
Volume total à la torchère	9 500	11 600 000	1 573 000	m ³

En principe, tout le méthane passe par la torchère (ou l'incinérateur) et il n'y a pas d'émissions directes à l'air ("mise à l'air" ou "venting").

Données relatives à la production (phase 5)

Il y a relativement peu d'infrastructure à cette étape, soit la tête du puits, des compresseurs et une installation de traitement (commune à plusieurs plateformes).

(5.2 à 5.5) Conditionnement du gaz

Des données relatives à la déshydratation des gaz sont disponibles dans ce document de l'EPA : <http://www.epa.gov/gasstar/documents/workshops/college-station-2007/8-dehydrations.pdf> (page consultée la dernière fois le 23 juillet 2012).

Gestion des rejets et des résidus (phase 8)**(8.3) Émissions à l'air**

Les émissions fugitives sont de deux ordres : les événements de surface à la tête de puits et les migrations de gaz à travers le sous-sol. Il n'y a pas de norme au Québec, mais la norme

albertaine – qui est communément acceptée dans l'industrie – est qu'une fuite doit être réparée lorsqu'elle dépasse 300 m³ de gaz par jour.

Le tableau ci-dessous présente les résultats de mesure aux événements des puits québécois.

Tableau 16 : Émissions fugitives aux événements

	Min	Max	Unité
Débit des émanations à l'événement	0,01	192	m ³ gaz/jour
Durée des émanations		Durée de vie du puits	ans

Références intéressantes

La liste ci-dessous comprend plusieurs références intéressantes sur la question des gaz de shale et de leur bilan environnemental. Cette liste ne se veut pas exhaustive, mais elle contient notamment des études qui présentent des résultats fort variés en ce qui concerne les émissions de méthane associées à l'exploitation des gaz de shale. La plupart de ces études concernent l'industrie aux États-Unis.

EPA (2010). *Greenhouse gas emissions reporting from the petroleum and natural gas industry. Background Technical Support Document.*

http://www.epa.gov/climatechange/emissions/downloads10/Subpart-W_TSD.pdf

HOWARTH R.W., SANTORO R. et INGRAFFEA A. (2011). *Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations.* Climatic Change, Volume 106, Number 4.

HOWARTH R.W., SANTORO R. et INGRAFFEA A. (2012). Venting and leakage of methane from shale gas development: Reply to Cathles et al. Climatic Change, Volume 113, Number 2.

ICF INTERNATIONAL (2009). *Technical Assistance for the Draft Supplemental Generic EIS: 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 Reservoirs*, 39p.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS (MDDEP) (2010). *Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, Document de travail*, 57p.

NEW YORK STATE DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION - DIVISION OF MINERAL RESOURCES (NYS-DEC) (2009). *Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program*, 804p.

NEW YORK STATE DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION - DIVISION OF MINERAL RESOURCES (NYS-DEC) (2011). *Revised Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program*, 1537p.

SNC-LAVALIN (2010). *Bilan préliminaire comparatif des GES Bilan préliminaire comparatif des GES – gaz de schiste VS source conventionnelle en Alberta*, 12p.

TOLLEFSON J. (2012). *Air sampling reveals high emissions from gas field*, Nature, Volume 482.

WOOD R., GILBERT P., SHARMINA M., ANDERSON K. (Tyndall Centre Manchester), FOOTITT A. (Tyndall Centre UEA), GLYNN S., NICHOLLS F. (Sustainable Change Co-operative) (2011). *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*, pour The Co-operative, janvier 2011, 81p.

Annexe B : Stations municipales pouvant traiter les eaux de reflux de l'industrie

Cette annexe présente la liste des stations d'épuration qui répondent aux exigences du MDDEP pour le traitement potentiel des eaux provenant de l'industrie du gaz de schiste :

- Shawinigan
- Shawinigan (Grand-Mère)
- Trois-Rivières métropolitain
- East-angus
- Lévis (station Desjardins)
- Montmagny
- Chambly (aggrandissement)
- Huntingdon
- Sorel-Tracy
- Nicolet

Les exigences sont les suivantes :

- Stations avec étangs aérés et physico-chimiques
- Débit de conception minimal de 10 000 m³/jour
- Aucune surcharge hydraulique ou organique observée en 2009
- Respect des exigences de rejet existantes en 2009
- Apport quotidien d'eaux usées de l'industrie acheminé à la station limité à 1% du débit de conception de la station