



Traitement de surface de l'agent de soutènement et  
Simulation de puits pour la mise en valeur du pétrole des  
réservoirs étanches et du gaz de schiste

Rapport final  
31 mars 2016

## Avis de non-responsabilité

La Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC) et 3 M Canada ne garantissent ni ne déclarent quoi que ce soit quant à la validité, l'exactitude, l'actualité, l'à-propos, l'exhaustivité ou autre qualité de l'information contenue dans le présent rapport, et ne sauraient être tenues responsables d'aucune réclamation ni d'aucun dommage direct, indirect, particulier ou consécutif découlant de l'interprétation, de la fiabilité ou de toute autre utilisation, autorisée ou non, de cette information.

Les documents et l'information contenus dans le présent rapport sont fournis uniquement aux conditions énoncées aux présentes. Aucune partie du présent rapport ne peut être copiée, reproduite, publiée à nouveau, téléchargée, affichée, transmise ou distribuée de quelque manière que ce soit, sauf indication contraire dans le présent rapport, ou sauf pour utilisation personnelle ou pour utilisation interne par la société.

## Résumé

Ce rapport final résume les résultats obtenus dans le cadre du projet Traitement de surface de l'agent de soutènement (TSAS) et simulation de puits (SP) pour la mise en valeur du pétrole des réservoirs étanches et du gaz de schiste, entrepris du 25 septembre 2015 au 31 mars 2016 par la PTAC Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC), en collaboration avec 3M Canada et deux grandes sociétés pétrolières et gazières dans l'Ouest canadien.

Dans le cadre du projet, deux nouvelles technologies ont été évaluées pour la production de gaz de schiste et de pétrole des réservoirs étanches au moyen de la fracturation hydraulique. Bien que la fracturation hydraulique soit une technologie de production qui ait fait ses preuves, elle suscite des préoccupations quant à ses répercussions sur l'environnement. En outre, la durabilité des méthodes de production actuelles a été remise en question, en particulier en ce qui a trait au taux de récupération, à la baisse du taux de production et aux coûts élevés.

Les nouvelles technologies Traitement de surface de l'agent de soutènement (TSAS) et Simulation de puits (SP) étudiées dans ce projet permettent d'améliorer la durabilité de la production et de réduire l'intensité des répercussions sur l'environnement. Ces technologies sont fondées sur un traitement chimique mis au point par 3M Canada qui modifie la surface du sable pour rendre sa mouillabilité neutre, ce qui réduit la tension superficielle et empêche les liquides tels que le pétrole, le condensat et l'eau d'adhérer aux surfaces du sable et au lieu leur permet de s'écouler plus facilement. Dans la technologie Traitement de surface de l'agent de soutènement (TSAS), un agent de soutènement ordinaire (le sable) est remplacé par un sable traité et le programme de complétion est autrement inchangé. Dans la technologie Simulation de puits, le puits de forage et les fractures sont traités au moyen d'une opération corrective appliquée à un puits existant afin de retirer les accumulations de liquides dans les fractures qui entraveraient l'écoulement des hydrocarbures. Le traitement de surface de l'agent de soutènement et la simulation de puits augmentent l'efficacité de l'extraction des hydrocarbures. Le volume d'eau injecté au départ permet d'extraire plus d'hydrocarbures; l'intensité de la consommation d'eau est donc réduite. L'eau n'est pas directement requise pour la mise en œuvre des technologies TSAS et SP.

Les objectifs du projet étaient les suivants : (1) comprendre les défis et les possibilités dans la zone pétrolière de Duvernay, (2) comprendre les défis et les possibilités dans la zone pétrolière de Bakken, (3) exécuter un essai de puits basé sur la validation de principe de la technologie SP dans l'Ouest canadien (4) analyser le rendement des essais du traitement de surface de l'agent de soutènement dans l'Ouest canadien et (5) communiquer et diffuser les résultats finaux. Le projet a atteint tous ces objectifs et a effectué ce qui suit :

1. L'analyse et la présentation succincte de la zone pétrolière de Duvernay à l'intention des intervenants; la détermination des besoins et des possibilités de la technologie.
2. L'analyse et la présentation succincte de la zone pétrolière de Bakken.
3. L'exécution réussie de la démonstration de la technologie SP sur le terrain dans un puits exploité par une société pétrolière et gazière canadienne et l'analyse des résultats.

4. L'analyse de la démonstration sur le terrain de la technologie de Traitement de surface de l'agent de soutènement par une deuxième société pétrolière et gazière dans l'Ouest canadien.
5. L'analyse par deux experts en la matière des essais sur le terrain des technologies Traitement de surface de l'agent de soutènement et Simulation de puits qui ont conclu que celles-ci ont permis d'accroître la production de condensats, ce qui est avantageux du point de vue économique et environnemental. Les résultats ont été diffusés lors de présentations durant un atelier organisé par la PTAC.

Les avantages retirés du projet sont les suivants : (1) la détermination des possibilités technologiques pour la fracturation hydraulique dans l'Ouest canadien, (2) la démonstration de la mise en œuvre efficace des technologies Simulation de puits et Traitement de surface de l'agent de soutènement dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et (3) l'augmentation de la production des condensats grâce aux technologies Traitement de surface de l'agent de soutènement et Simulation de puits, ce qui permettra d'améliorer les aspects économiques de la production et de réduire l'intensité des répercussions sur l'environnement.

Il est recommandé d'appliquer les technologies Traitement de surface de l'agent de soutènement et Simulation de puits aux condensats de gaz non saturés ou aux réservoirs de pétrole.

# Table des matières

Résumé.....	3
Table des matières.....	5
1 Introduction.....	6
2 Contexte.....	6
3 Objectifs .....	7
3.1 Objectif 1 – Possibilités technologiques dans la zone pétrolière de Duvernay .....	7
3.2 Objectif 2 – Possibilités technologiques dans la zone pétrolière de Bakken – Phase 1.....	7
3.3 Objectif 3 – Exécution d'un essai de puits basé sur la validation de principe de la technologie de SP dans l'Ouest canadien .....	8
3.4 Objectif 4 – Analyse du rendement des essais du TSAS dans l'Ouest canadien.....	8
3.5 Objectif 5 – Communication et diffusion finales des résultats.....	8
4 Résultats obtenus dans le cadre du projet.....	8
4.1 Réalisations du projet.....	8
4.1.1 Réalisation 1 – Compréhension de la zone pétrolière de Duvernay .....	8
4.1.2 Réalisation 2 – Compréhension de la zone pétrolière de Bakken.....	9
4.1.3 Réalisation 3 - Démonstration sur le terrain de la technologie SP.....	9
4.1.4 Réalisation 4 - Démonstration sur le terrain de la technologie TSAS .....	9
4.1.5 Réalisation 5 – Analyse des essais des technologies SP et TSAS et présentation des résultats de ces essais.....	9
4.2 Avantages.....	10
4.2.1 Avantage 1 - Détermination des lacunes en matière de connaissances et des possibilités technologiques dans les zones pétrolières soumises à la fracturation hydraulique dans l'Ouest canadien.....	10
4.2.2 Avantage 2 - Démonstration de la mise en œuvre efficace des technologies SP et TSAS.....	10
4.2.3 Démonstration des avantages économiques et environnementaux des technologies SP et TSAS.....	10
4.3 Objectifs du développement des connaissances/de la technologie .....	11
4.3.1 Compréhension de la zone pétrolière de Duvernay .....	11
4.3.2 Compréhension de la zone pétrolière de Bakken .....	13
4.3.3 Démonstration de la technologie SP .....	14
4.3.4 Démonstration de la technologie TSAS.....	14
4.4 Défis et obstacles .....	15
4.4.1 Défi/Obstacle 1 – Accès aux sites d'essai pour l'exécution d'essais de démonstration .....	15

4.4.2	Défi/Obstacle 2 – Besoin de mieux comprendre les effets fondamentaux du traitement chimique de 3M sur l'écoulement des hydrocarbures dans le réservoir.....	16
5	Conclusion et suivi.....	16
5.1	Prochaines étapes .....	16

# 1 Introduction

Ce rapport présente un compte rendu final du projet Traitement de surface de l'agent de soutènement et Simulation de puits pour la mise en valeur du pétrole des réservoirs étanches et du gaz de schiste exécuté par la PTAC Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC) en collaboration avec 3M Canada et deux grandes sociétés pétrolières et gazières dans l'Ouest canadien.

La production de gaz de schiste et de pétrole des réservoirs étanches a augmenté considérablement en Amérique du Nord en raison de la mise en œuvre de nouvelles technologies de fracturation hydraulique; cet accroissement de la production a de grandes répercussions au Canada. En Alberta, la production de pétrole léger est en hausse grâce à la présence de zones de réservoirs étanches dans des formations telles que les formations de Cardium et de Viking. Elle pourrait s'accroître davantage si la mise en valeur des formations de Duvernay et de Montney s'avérait rentable. En Saskatchewan, la production de pétrole des réservoirs étanches dans la formation de Bakken a été considérable. En Colombie-Britannique, la production prolifique de gaz de schiste a créé de nouvelles possibilités d'exportation du gaz naturel liquéfié (GNL).

Bien que la fracturation hydraulique soit une technologie de production qui a fait ses preuves, elle suscite des inquiétudes quant à ses répercussions sur l'environnement, en particulier au sujet de l'eau, des émissions de gaz à effet de serre (GES), des incidences sociales liées à la circulation des camions et à l'activité industrielle ainsi que de la possibilité de déclencher des séismes. En outre, la durabilité des méthodes de production actuelles est mise en doute en ce qui a trait, en particulier, au taux de récupération, à la chute du taux de production et aux coûts élevés.

- Faible récupération des ressources. Bien que les ressources non classiques soient très importantes, moins de 10 % de celles-ci sont économiquement récupérables au moyen des technologies actuelles et, dans certaines formations géologiques, ce pourcentage est inférieur à 5%. De nouvelles technologies de récupération sont requises pour optimiser le potentiel des ressources.
- Baisse des taux élevés de production. Bien que les taux de production soient élevés au départ, ce qui permet la récupération rapide de l'investissement, ils chutent rapidement, ce qui provoque une sous-utilisation de l'infrastructure de production. Il serait possible d'améliorer la production à partir d'actifs existants provenant des plans de récupération secondaire ou améliorée.
- Coûts élevés. Les puits horizontaux fracturés hydrauliquement sont très coûteux. Les coûts de complétion peuvent être très élevés car de grandes quantités d'eau sont nécessaires. Il se peut que la densité des puits et des fractures soit élevée en raison du faible facteur de récupération. Ces caractéristiques et d'autres facteurs offrent de nombreuses possibilités de réduire les coûts grâce au développement des technologies.

Les nouvelles technologies Traitement de surface de l'agent de soutènement (TSAS) et Simulation de puits (SP) étudiées dans le cadre de ce projet permettent d'améliorer la durabilité de la production et de réduire l'intensité des incidences sur l'environnement.

## 2 Contexte

Durant la fracturation hydraulique, un fluide, en général de l'eau ou du pétrole, est déversé par pompage dans le réservoir à un débit élevé et à une pression suffisamment élevée pour provoquer la fracturation de la roche réservoir. La fracturation de la roche a pour but de créer des canaux afin d'améliorer l'écoulement du pétrole et/ou du gaz vers le puits de forage. Quand l'injection du fluide de fracturation est interrompue, les fractures ont tendance à se refermer en raison de l'absence de la pression hydraulique. Par conséquent, un agent de soutènement, généralement du sable fin dont la distribution granulométrique est uniforme, est ajouté au fluide de fracturation afin de maintenir les fractures ouvertes après la suppression de la pression hydraulique et de permettre la circulation continue des hydrocarbures en vue de leur extraction.

Puisque le pétrole et/ou le gaz doivent circuler dans les fractures pour permettre leur extraction, les méthodes visant à améliorer leur écoulement dans les fractures permettront d'augmenter directement les taux de production.

Les technologies TSAS et SP offrent de nouvelles techniques de fracturation novatrices pour l'extraction du gaz de schiste et du pétrole des réservoirs étanches. Ces technologies sont fondées sur un traitement chimique du sable mis au point par 3M Canada. Ce traitement modifie la surface du sable dont la mouillabilité devient neutre, ce qui réduit la tension superficielle et empêche les liquides, tels que le pétrole, le condensat et l'eau, d'adhérer à la surface du sable et au lieu leur permet de s'écouler plus rapidement. Dans la technologie TSAS, l'agent de soutènement ordinaire, le sable, est remplacé par un sable ayant subi un traitement et le programme de complétion demeure, par ailleurs, inchangé. Dans la technologie SP, le puits de forage et les fractures sont traités au moyen de mesures correctives appliquées dans un puits existant afin de supprimer les accumulations de liquides dans les fractures qui entraveraient l'écoulement des hydrocarbures.

Les technologies TSAS et SP améliorent l'efficacité de l'extraction des hydrocarbures. Par conséquent, la consommation de l'eau est moins intense parce qu'une plus grande quantité d'hydrocarbures est produite à partir du volume d'injection d'eau initial. La mise en œuvre des technologies TSAS et SP ne nécessite pas directement la consommation d'eau.

Le projet s'appuie sur des travaux exécutés antérieurement au cours desquels plus de neuf essais ont été effectués sur le terrain par des partenaires de 3M Canada à l'extérieur du Canada afin d'évaluer la technologie. Au cours des deux dernières années, la technologie a été mise à l'essai à une petite échelle par deux producteurs dans l'Ouest canadien. Les résultats obtenus quoique prometteurs ne sont pas concluants. Ces travaux ont permis de mieux comprendre comment appliquer la technologie aux formations de pétrole et de gaz au Canada, connaissances qui ont été appliquées aux essais de puits dans le cadre du projet.

## 3 Objectifs

Les objectifs du ce projet sont de comprendre quelle est la meilleure façon d'appliquer la technologie du traitement chimique de 3M Canada déployée par l'intermédiaire des technologies TSAS et SP et de mesurer son rendement. Il s'agit de nouvelles technologies de fracturation novatrices pour le gaz de schiste

et le pétrole des réservoirs étanches. Le projet permettra de mieux comprendre quels sont les avantages pour la production et l'environnement de l'application de ces technologies dans l'Ouest canadien.

### 3.1 Objectif 1 – Possibilités technologiques dans la zone pétrolière de Duvernay

- L'objectif 1 visait à mieux comprendre les défis et les possibilités afin de maximiser le potentiel et les bénéfices, en particulier pour les collectivités locales, et de déterminer les possibilités de développement technologique qui maximiserait les avantages tout en minimisant les répercussions sur l'environnement
- Le projet a été exécuté et les résultats ont été publiés dans un rapport final et présentés lors d'un atelier organisé pour les intervenants le 22 février 2016.

### 3.2 Objectif 2 – Possibilités technologiques dans la zone pétrolière de Bakken – Phase 1

- L'objectif 2 était de comprendre la possibilité que représente la formation de Bakken en se fondant sur sa géologie et les technologies du génie disponibles pour la récupération du gaz, des condensats et du pétrole.
- Le projet a été exécuté et les résultats ont été présentés dans un rapport final et lors d'une présentation durant un atelier organisé par la PTAC dans le cadre du Tight Oil and Gas Innovation Network (TOGIN) (Réseau d'innovation du pétrole et du gaz des réservoirs étanches), le 22 février 2016.

### 3.3 Objectif 3 – Exécution d'un essai de puits basé sur la validation de principe de la technologie SP dans l'Ouest canadien

- L'objectif 3 visait à mettre la technologie SP à l'essai dans un puits existant.
- L'essai de puits a été exécuté avec succès en octobre 2015 dans un puits foré dans la formation de Cardium située dans le nord-ouest de l'Alberta. Il s'agit du premier essai de la technologie SP effectué dans l'Ouest canadien.
- L'analyse des résultats obtenus de l'essai a révélé que le traitement SP permet d'accroître la production des condensats, ce qui aura des effets économiques bénéfiques et de meilleures répercussions sur l'environnement.

### 3.4 Objectif 4 – Analyse du rendement des essais du TSAS dans l'Ouest canadien

- L'objectif 4 était la mise à l'essai de la technologie TSAS dans un puits existant.
- Une grande entreprise pétrolière et gazière avait mis à l'essai la technologie TSAS dans trois puits verticaux et un puits horizontal dans l'Ouest canadien. Les données acquises ont été analysées dans le cadre du projet.
- L'analyse des résultats des essais a révélé que le TSAS a permis d'accroître la production des

condensats, ce qui aura des effets économiques bénéfiques et de meilleures répercussions sur l'environnement.

### 3.5 Objectif 5 – Communication et diffusion finales des résultats

- L'objectif 5 était d'analyser les essais des technologies SP et TSAS et de présenter des rapports à ce sujet.
- Des rapports techniques confidentiels ont été rédigés par des entreprises d'experts en étude des gisements.
- Les rapports techniques confirment que l'application des technologies TSAS et GP ont permis d'accroître la production des condensats.

## 4 Résultats obtenus dans le cadre du projet

### 4.1 Réalisations du projet

#### 4.1.1 Réalisation 1 – Compréhension de la zone pétrolière de Duvernay

L'analyse de la zone pétrolière de Duvernay a donné lieu à la production des quatre rapports suivants :

- Phase I – Rapport documentaire sur Duvernay – Cartographie des ressources existantes et des activités dans la zone pétrolière de Duvernay;
- Phase II – Évaluation des besoins en technologie et détermination des lacunes;
- Phase III – Possibilités de développement technologique;

- Phase IV – Rapport final et atelier avec les intervenants.

Un atelier a eu lieu à Whitecourt, en Alberta, le 16 septembre 2015 afin de présenter de l'information sur la zone pétrolière de Duvernay aux intervenants, tels que les entreprises locales et les instances gouvernementales dans la région où la fracturation hydraulique est appliquée. Des présentations ont également été offertes aux producteurs intéressés. Un article intitulé « Possibilités technologiques dans Duvernay » a été préparé pour publication dans une revue ou une publication de l'industrie.

#### 4.1.2 Réalisation 2 – Compréhension de la zone pétrolière de Bakken

Le rapport final sur la compréhension de la zone pétrolière de Bakken a été préparé par le Saskatchewan Research Council (le Conseil de recherche de la Saskatchewan); un résumé des résultats obtenus a été présenté lors d'un atelier organisé par la PTAC le 22 février 2016.

#### 4.1.3 Réalisation 3 - Démonstration sur le terrain de la technologie SP

La technologie SP a été appliquée à titre de reconditionnement dans un puits foré dans la formation de Cardium, en Alberta, en octobre 2015. Le puits a fait l'objet d'un rinçage préalable avec un solvant et traité avec un produit chimique de 3M Canada. Le traitement chimique a duré toute la nuit, puis la production a repris dans le puits avec succès. Cet essai a mis en évidence qu'il était possible de mettre en œuvre la technologie SP aux sites de forage dans l'Ouest canadien.

#### 4.1.4 Réalisation 4 - Démonstration sur le terrain de la technologie TSAS

Les responsables du projet ont obtenu une riche série de données d'une grande société pétrolière et gazière. Ces données provenaient de 4 puits (3 puits verticaux et 1 puits horizontal) qui ont fait l'objet d'essais avec la technologie TSAS en 2012-2013. Des données provenant des puits de compensation ont été utilisées à des fins de comparaison. Les données ont fourni un historique de la production de près de trois années; elles ont été fournies gratuitement au projet. Les essais ont confirmé que la technologie TSAS pouvait être déployée avec succès dans l'Ouest canadien.

#### 4.1.5 Réalisation 5 – Analyse des essais des technologies SP et TSAS et présentation des résultats de ces essais

L'analyse de l'essai de la technologie SP a été exécutée par deux cabinets d'experts-conseils, spécialistes des études des gisements. L'analyse a confirmé l'accroissement considérable de la production et de la productivité des condensats. Les prochaines étapes consisteront à collecter au moins une année de données de production afin de déterminer si cette amélioration est durable. Cette durabilité est requise pour que les paramètres économiques soient acceptables compte tenu du faible prix du pétrole.

L'analyse des essais de puits au moyen de la technologie TSAS a été effectuée par un

cabinet d'experts-conseils, spécialiste en la matière. Les résultats ont indiqué une augmentation de la productivité des condensats dans l'essai exécuté dans le puits horizontal. Les essais effectués dans les puits verticaux semblent avoir subi des difficultés opérationnelles n'ayant aucun rapport avec la technologie et qui, dans certains cas, ont supplanté les avantages retirés de la technologie. Par conséquent, il a été impossible de démontrer une amélioration de la productivité dans l'ensemble de données recueillies dans les puits verticaux.

Enfin, la PTAC a organisé un atelier qui a attiré de nombreux participants et qui portait sur la production durable de pétrole des réservoirs étanches et de gaz de schiste. Les résultats préliminaires du projet ont été communiqués aux participants durant l'atelier.

## 4.2 Avantages

### 4.2.1 Avantage 1 – Détermination des lacunes en matière de connaissances et des possibilités technologiques dans les zones pétrolières soumises à la fracturation hydraulique dans l'Ouest canadien

Les avantages retirés des études sur les lacunes sur le plan des connaissances et sur les possibilités technologiques dans les zones pétrolières de Duvernay et de Bakken sont les suivants :

- Déterminer les possibilités technologiques afin de relever les défis que représente la fracturation hydraulique dans les zones pétrolières non classiques;
- Définir la portée des projets de technologie et le financement pour les innovateurs en technologie qui souhaitent profiter des possibilités fondées sur l'innovation;
- Offrir des possibilités pour le transfert de la technologie;
- Fournir aux intervenants, notamment au gouvernement, des informations exactes et à jour sur la technologie et les perspectives économiques, fondées sur les informations accessibles au public, applicables à la fracturation hydraulique dans les grandes formations situées dans l'Ouest canadien.

### 4.2.2 Avantage 2 - Démonstration de la mise en œuvre efficace des technologies SP et TSAS

Avant la réalisation de ce projet, les technologies SP et TSAS avaient été mises à l'essai avec succès à l'étranger dans différentes formations de pétrole et de gaz. Les résultats de ces essais ont été publiés dans des documents techniques. Cependant, la mise en œuvre réussie de la technologie SP n'a pas eu lieu dans les formations géologiques de l'Ouest canadien et l'a été localement, mais sans qu'il y ait eu une analyse technique effectuée pour la technologie TSAS.

Le projet a permis de confirmer que les technologies SP et TSAS pourraient être mises en œuvre sans réoutillage dispendieux par les entreprises de services et les exploitants pétroliers et gaziers

dans l'Ouest canadien. Cette démonstration ouvre la voie à d'autres mises en œuvre de la technologie puisqu'il a été prouvé que les méthodologies de la mise en œuvre étaient efficaces.

#### 4.2.3 Avantage 3 - Démonstration des avantages économiques et environnementaux des technologies SP et TSAS

Dans l'Ouest canadien, la vaste majorité de l'eau utilisée pour la fracturation hydraulique provient de sources d'eau douce telles que les rivières et les lacs. La consommation de cette eau douce et l'élimination de l'eau de reflux contaminée constituent deux des principales préoccupations environnementales liées à la fracturation hydraulique. Un des objectifs du projet est d'apaiser ces deux préoccupations en démontrant l'efficacité des technologies qui :

- rétablissent les niveaux antérieurs de production des puits endommagés (technologie SP) et évitent ainsi la fracturation d'un nouveau puits pour la production de ressources gazières. Cet avantage permettra de produire plus d'hydrocarbures en utilisant la même quantité d'eau et d'énergie utilisée pour la fracturation initiale du puits.
- permettent de rallonger la production dans les puits nouvellement fracturés à des taux élevés puisque la technologie TSAS facilite l'écoulement des liquides tels que les condensats dans les fractures. Par conséquent, l'intensité environnementale de la production d'hydrocarbures issue de la fracturation hydraulique est réduite puisque de plus gros volumes d'hydrocarbures sont produits en utilisant la même quantité initiale d'eau.

L'accessibilité de nouvelles technologies efficaces qui permettront d'accroître la production et de réduire les coûts unitaires liés au même investissement initial dans le forage et la complétion de puits apporte au Canada et au secteur de la fracturation hydraulique des avantages supplémentaires.

La Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC) est un organisme à but non lucratif qui facilite la recherche collaborative et le développement technologique afin d'améliorer le rendement sur le plan financier, environnemental et de la sécurité de l'industrie canadienne de l'énergie provenant des hydrocarbures. La PTAC a facilité la réalisation de ce projet par l'intermédiaire de son réseau d'exploitants de pétrole et de gaz. Les responsables du projet ont aidé la PTAC à réaliser sa mission et sa vision :

- La mission de la PTAC est de faciliter l'innovation, la recherche coopérative ainsi que le développement, la démonstration et le déploiement des technologies à l'intention d'une industrie canadienne de l'énergie provenant des hydrocarbures responsable.
- La vision de la PTAC est d'aider le Canada à devenir un chef de file mondial de la technologie de l'énergie issue des hydrocarbures.

### 4.3 Objectifs du développement des connaissances/de la technologie

#### 4.3.1 Compréhension de la zone pétrolière de Duvernay

## Caractéristiques de la zone pétrolière de Duvernay

Les principales caractéristiques de la zone pétrolière de Duvernay sont les suivantes :

- **Stade de développement** – Bien que la zone pétrolière de Duvernay contienne d'énormes volumes de pétrole, de liquides de gaz naturel et de gaz, seules des activités d'exploration y ont été effectuées. Selon l'Alberta Geologic Survey, deux autres formations de schistes et de siltites (Montney et Muskwa) renferment de plus grandes quantités de ressources que la zone pétrolière de Duvernay, et la formation de Montney est exploitée commercialement, alors qu'aucune activité d'exploration n'a eu lieu jusqu'à présent dans la formation de Muskwa (désignée également Northern Duvernay).
- **Rentabilité comparativement aux autres ressources** - La rentabilité de la production est faible à Duvernay comparativement à d'autres formations et ressources aux États-Unis et dans l'Ouest canadien, et seule la production de liquides la rend un peu attractive. Avec la chute récente des prix du pétrole (2014), la zone pétrolière de Duvernay demeure relativement peu rentable comparativement à d'autres formations, et ce, en dépit de la baisse des coûts de forage et de complétion. À Duvernay, le coût du forage des puits est plus élevé, la fracturation nécessite de 5 à 20 fois plus d'eau, et les puits sont généralement moins productifs que dans les formations moins profondes comme la formation de Montney, en Alberta et en Colombie-Britannique.
- **Motivation des promoteurs actifs** – Les promoteurs actifs les plus importants concentrent leurs activités principalement sur la gestion des ressources, le recouvrement des investissements par l'entremise de contrats d'affermage ou de rentabilité intégrée avec d'autres projets.
- **Incertitudes qui assombrissent la mise en valeur** – Il existe de nombreuses incertitudes au sujet des coûts, de la rentabilité, des répercussions sur l'eau, des impacts sismiques et d'autres aspects de la mise en valeur de la zone pétrolière de Duvernay. Ces facteurs sont tous plus graves à Duvernay que dans les autres formations moins profondes de la région, dont l'accès est plus facile et moins coûteux.
- **Aucune réserve attribuée** – Pour être considérés comme des « réserves », les hydrocarbures doivent être techniquement et économiquement récupérables. À ce jour, on a constaté aucun de ces facteurs de façon constante à Duvernay, et la chute des prix du pétrole et des liquides en 2014 a réduit la possibilité que des réserves aient été exploitées. De ce fait, aucune réserve n'est attribuée à ces formations, à l'exception de la production qui se trouve déjà dans le réservoir ou le pipeline.

## Principaux défis

Les principaux besoins d'améliorer la mise en valeur de la zone pétrolière de Duvernay sont les suivants :

- **Les pratiques exemplaires** – pour le transfert aux autres producteurs. Aider les petits producteurs ou les producteurs moins impliqués dans les actifs de Duvernay en leur proposant

des pratiques exemplaires afin d'éviter les problèmes ou les écueils déjà rencontrés ou résolus par les principaux producteurs dans la zone pétrolière de Duvernay. Ces pratiques exemplaires pourraient être prises en compte pour la mise en œuvre pilote de la politique et de la réglementation de Duvernay et de Montney.

- Améliorer la compétitivité – de Duvernay par rapport aux autres ressources pétrolières et gazières. La zone pétrolière de Duvernay est désavantagée par rapport aux ressources similaires présentes dans des zones pétrolières moins profondes et mises en valeur de façon intensive dans l'Ouest canadien, telles que les zones de Montney et de Cardium. Elle est également désavantagée par rapport aux ressources de schiste des formations d'Eagle Ford et de Bakken et à d'autres ressources de schiste qui ont déjà été mises en valeur de façon intensive et qui bénéficient d'avantages concurrentiels par rapport à Duvernay en raison de leurs emplacements géographiques.

### Possibilités technologiques

Des possibilités technologiques existent dans les quatre principaux domaines suivants :

1. Les méthodes visant à ralentir les baisses des taux de production – La baisse rapide des taux de production initiaux nécessite la poursuite continue des activités de forage dans les formations de schistes. L'ascension artificielle ou la réduction des taux initiaux afin de prolonger la vie du puits pourrait alléger le fardeau sur les programmes de forage tout en augmentant la récupération ultime estimative (RUE).
2. La sélection de puits pour la refracturation – La sélection de puits pour effectuer la refracturation est un processus exigeant beaucoup de temps et de personnel. Le traitement de chaque puits devrait être exécuté individuellement en fonction de la façon dont chaque phase est effectuée afin de retirer le maximum des activités de refracturation. La détermination des critères de sélection des puits, qui permet un examen préalable efficace de ceux-ci, et qui fournit par conséquent les meilleurs candidats à la refracturation, augmentera la vitesse de ce processus et contribuera à maintenir la réduction des coûts tout en augmentant la récupération.
3. La compréhension des comportements des fractures lors de la production - Afin de contribuer à la conception des traitements de la refracturation ou d'autres programmes de stimulation visant à prolonger la vie d'un puits de schiste horizontal fracturé hydrauliquement en plusieurs étapes, à la compréhension de la façon dont les fractures et les contraintes se comportent dans le réservoir lors de l'exploitation du puits. Idéalement, un modèle de réservoir qui pourrait prédire les changements dans les directions de la contrainte attribuables à la chute de la pression interstitielle au cours de la production optimiserait les traitements de fins de vie, voire même contribuerait à prédire l'effet des puits avoisinants sur le rendement de la production.
4. Systèmes de complétion non restrictifs – L'élaboration d'un système de complétion qui facilite l'accès aux puits de forage par un diamètre intérieur illimité tout en conservant les avantages logistiques d'un système activé par bille serait utile lors de la refracturation exécutée sur les plateformes d'exploitation

multipuits. Les plateformes multipuits sont les plus avantageées en raison de leur capacité de retourner dans les puits individuels et de les refracturer, puisque le développement de la plateforme réduit les coûts de remise en production et permet de réaliser un gain de temps.

### 4.3.2 Compréhension de la zone pétrolière de Bakken

#### Caractéristiques de la zone pétrolière de Bakken

La formation de Bakken, qui renferme au moins 16 milliards de m<sup>3</sup> (100 milliards de barils) de ressources en hydrocarbures, est un des plus gros gisements continus de pétrole découverts en Amérique du Nord depuis les années 1950. La formation s'étend sur 520 000 km<sup>2</sup> sous le sud-est de la Saskatchewan et le sud-ouest du Manitoba, au Canada et le Dakota du Nord et le Montana, aux États-Unis.

La formation de Bakken qui, selon les géologues, présente une « maturité thermique », produit un pétrole léger non corrosif de qualité supérieure, d'une densité API de 41 à 45°. Dans cette formation, les réservoirs sont définis comme étant étanches et leur perméabilité et porosité sont extrêmement faibles. Bien que la production primaire de pétrole puisse se révéler économique, en raison uniquement des fractures naturelles qui créent des voies d'écoulement, la production de la plupart des réservoirs dans la formation de Bakken s'est révélée être non rentable depuis la découverte de ses ressources il y a plus d'un demi-siècle.

Au cours des premières années, le pétrole était produit uniquement dans quelques gisements dans la formation de Bakken en Saskatchewan, entre autres dans les gisements de Rocanville-Welwyn, de Viewfield, de Ceylon, de Hummingbird et de Roncott. La production primaire est souvent liée aux fractures naturelles. Durant la production primaire, l'écoulement du pétrole est fonction de la transmissibilité et de la connectivité de ces fractures naturelles qui traversent les puits de production. La production était jugée peu rentable dans la formation de Bakken jusqu'à l'introduction et l'application de technologies de forage et de complétion novatrices en 2004. Ces dernières années, les activités de forage ont été exécutées essentiellement dans la région de Viewfield–Midale et se sont étendues dans d'autres champs.

La production est devenue florissante dans la formation de Bakken, en Saskatchewan au milieu de l'année 2000 et l'a été grâce au forage de longs puits horizontaux qui offraient une exposition maximale au réservoir, et aux nouvelles techniques conceptuelles de fractionnement StackFRAC®, qui permettent la fracturation de la siltite le long des puits de forage. Dans le plus grand champ de Viewfield, dans la formation de Bakken, en Saskatchewan, la profondeur verticale moyenne réelle (PVR) est de 1 500 m et la longueur latérale, de 1 600 m. La récupération ultime estimative (RUE) moyenne s'élève à 110 000 barils d'équivalents pétrole (bep). En Saskatchewan, la production de la formation de Bakken a augmenté considérablement depuis 2005 et a atteint un sommet de 70 000 b/j en octobre 2012. À ce jour, la production cumulative totale s'élève à 160 millions de barils environ.

Selon un rapport publié récemment par le ministère de l'Économie de la Saskatchewan et l'Office

national de l'énergie, près de 1,4 milliard de barils de pétrole et de 2,9 billions de pieds cubes de gaz naturel sont économiquement récupérables dans la formation de Bakken du Canada. Avec une production cumulative de 160 millions de barils jusqu'à la fin de 2014, il reste 1,24 milliard de barils de pétrole récupérables au moyen de la technologie actuelle. Il est historiquement prouvé que les progrès réalisés en matière de forage, de complétion et par les technologies du forage permettent d'augmenter ces réserves.

### Possibilités technologiques

Les principaux défis et possibilités des nouvelles technologies sont les suivants :

- Caractérisation du réservoir
  - o Propriétés des fluides du réservoir
  - o Propriétés pétrophysiques
  - o Propriétés géochimiques
- Technologies de forage et de complétion
  - o Technologies de forage
  - o Fluide de forage/de fracturation et conception de l'agent de soutènement
  - o Technologies de complétion
- Technologies d'optimisation et de simulation de la production
  - o Optimisation de la production
  - o Technologies de la refracturation
- Technologies de récupération améliorée du pétrole
  - o Injection d'eau (améliorée)
  - o Injection de gaz
- Simulation numérique
  - o Modélisation du réservoir
  - o Modélisation géologique/géochimique
  - o Analyse de la baisse de la production
  - o Analyse économique
- Recyclage de l'eau produite
- Traitement et transport du pétrole de Bakken
- Utilisation du gaz produit

#### 4.3.3 Démonstration de la technologie SP

Le traitement du puits a eu lieu durant un reconditionnement en octobre 2015 au moyen de la technologie chimique WS-1200 de 3M et un solvant. Le reconditionnement a été exécuté conformément au plan d'essais sans que ne surviennent de problèmes importants. La production a repris dans le puits et

après une période d'ajustement, elle est devenue stable. Après six mois de production, la production de gaz dans le puits pilote a atteint le même niveau qu'avant le reconditionnement, mais avec une augmentation du rapport condensat-gaz.

Cette augmentation du taux des condensats et du rapport semble indiquer que la performance du produit chimique était telle que prévue bien qu'il soit possible que l'augmentation du rapport des condensats soit attribuable au lavage à l'aide d'un solvant et non nécessairement à la technologie WS-1200. Sur le plan économique, le traitement n'a pas permis d'obtenir l'augmentation absolue de la production requise permettant de justifier le coût. Des développements supplémentaires de la technologie seraient nécessaires pour réduire considérablement le coût du mélange du produit chimique et du solvant requis. Il convient de noter que le puits d'essai était peut-être beaucoup trop épuisé pour que l'on puisse démontrer que technologie WS-1200 permet d'accroître la productivité. L'utilisation supplémentaire des produits chimiques de la technologie WS-1200 sera prise en considération si des développements technologiques futurs permettent de réduire le coût du mélange produit chimique et solvant.

#### 4.3.4 Démonstration de la technologie TSAS

La modification de la mouillabilité au moyen du traitement chimique de 3M présente les avantages de réduire la pression capillaire, d'accroître la mobilité des liquides et, par conséquent, d'augmenter la perméabilité relative et la production du gaz, des condensats et des liquides. Dans certaines circonstances, il se peut que les liquides soient retenus par les forces de capillarité sur la surface du sable dans les limites étroites des fractures et des seuils de pore. Les accumulations de liquides restreignent l'écoulement du gaz et des liquides mobiles, ce qui, par conséquent, réduit la production, parfois considérablement. Par conséquent, le traitement des particules de l'agent de soutènement réduira la quantité de l'accumulation des liquides dans les fractures, et accélérera la production des fluides mobiles.

Une grande société pétrolière et gazière a mis à l'essai la technologie TSAS dans trois puits verticaux et un puits horizontal en 2012-2013 afin de déterminer si la nouvelle technologie pourrait améliorer la production au fil du temps. La disponibilité de près de trois années de données sur la production provenant de nombreux puits a permis d'analyser le rendement de la technologie TSAS en appliquant les méthodologies avancées de l'étude des gisements. Les responsables du projet ont fait appel à une entreprise d'études de gisement spécialisée en analyse des puits de fracturation hydraulique afin qu'elle effectue une analyse détaillée de l'ensemble des données sur les essais. Un rapport confidentiel sur l'analyse spécialisée détaillée a été produit dont les principales conclusions sont résumées ci-dessous.

L'analyse de l'hypothèse a révélé que le traitement de 3M permettrait aux liquides de circuler plus librement dans la fracture maintenue ouverte en raison de la réduction de la mouillabilité de l'agent de soutènement liée au traitement chimique. Par conséquent, l'amélioration des rendements des liquides associée à l'accroissement de la perméabilité relative des hydrocarbures liquides qui s'écoulent dans un amas d'agent de soutènement démontre que le

traitement chimique de 3M a donné les résultats escomptés. Ceci serait mis en évidence en comparant les volumes de gaz et de liquides produits entre les puits traités et non traités dans des contextes géologiques comparables. La conductivité apparente plus élevée de la fracture attribuable à la mobilité accrue des liquides démontrerait également l'avantage retiré. L'analyse du transitoire du taux (ATT) et l'analyse du transitoire de pression (ATP) présenterait un effet pariétal réduit et/ou des longueurs effectives plus grandes des fractures, et la prévision de la production issue de l'analyse révélerait de meilleures récupérations finales que celles prévues dans les puits traités.

La méthode d'analyse comprenait, entre autres, l'ATT et l'ATP afin de préciser les caractéristiques des réservoirs de référence et de la complétion de chacun des six puits analysés. Des graphiques spécialisés et des prévisions de la production ont été élaborés pour tous les puits, ce qui comprenait l'analyse des courbes types (les courbes types de l'écoulement linéaire de Blasingame, Wattenbarger et Compound) pour obtenir des estimations de la demi-longueur et de la perméabilité des fractures, des graphiques spécialisés de l'écoulement linéaire utilisés pour analyser le signal d'écoulement linéaire précoce et obtenir des estimations indépendantes de la demi-longueur et de la perméabilité des fractures, le bilan des matériaux en mouvement utilisé pour comprendre les zones de drainage touchées et la modélisation analytique utilisée pour évaluer les demi-longueurs et la perméabilité des fractures. On a comparé les résultats de l'ATT et de l'ATP obtenus pour les puits traités et non traités.

Les résultats ont révélé une augmentation de la productivité des condensats. Cependant, des difficultés opérationnelles non liées à la technologie ont eu lieu dans les puits verticaux qui, dans certains cas, ont supplanté les avantages retirés de la technologie.

## 4.4 Défis et obstacles

### 4.4.1 Défi/Obstacle 1 – Accès aux sites d'essai pour l'exécution d'essais de démonstration

Le déploiement ou la mise à l'essai sur le terrain constitue une étape nécessaire pour faire passer les nouvelles technologies novatrices de prototype à la commercialisation. Les innovateurs en technologie éprouvent de très grandes difficultés à obtenir du financement et des sites pour exécuter leurs essais pilotes sur le terrain. Il existe un fossé entre les attentes des sociétés productrices et d'exploration de pétrole et de gaz et les offres types des innovateurs en technologie. Les opérations pétrolières et gazières nécessitent d'importants capitaux et font l'objet d'un examen rigoureux de la part du public. De ce fait, l'approche à l'égard des risques liés à la technologie est très conservatrice. Par contre, il se peut que les innovateurs en technologie tentent de faire croître leur entreprise en exécutant un peu de développements technologiques et en offrant des produits présentant des incertitudes et des risques au-delà de la tolérance admise par les sociétés exploitantes conservatrices. La PTAC a acquis une longue et profonde expérience à cet égard, en contribuant à définir les besoins

de l'industrie et en aidant les sociétés exploitantes utilisatrices finales à repérer l'innovation, tout en gérant les risques au moyen de projets de démonstration de technologie au sein d'un consortium.

Dans ce projet, la PTAC a réussi à obtenir un site d'essai pour la technologie SP ainsi que l'accès à une riche série de données sur quatre puits d'essais pour la technologie TSAS.

#### 4.4.2 Défi/Obstacle 2 – Besoin de mieux comprendre les effets fondamentaux du traitement chimique de 3M sur l'écoulement des hydrocarbures dans le réservoir

Les questions scientifiques sur les mécanismes détaillés au moyen desquels le traitement chimique de 3 M a une incidence sur l'écoulement des hydrocarbures à l'échelle du réservoir restent à être examinées. Afin d'en améliorer la compréhension, 3M Canada a apporté son soutien à la recherche menée à l'université d'Alberta. Les travaux sont en cours; ils devaient permettre de dégager certaines variables clés et d'offrir de nouvelles orientations sur la meilleure façon d'appliquer la technologie afin de maximiser son efficacité.

## 5 Conclusion et suivi

Le projet portait sur une étude à facettes multiples dont le but était de faire la démonstration d'une nouvelle technologie afin d'améliorer la rentabilité de la fracturation hydraulique et de réduire les répercussions de celle-ci sur l'environnement dans l'Ouest canadien. Il a permis de déterminer les défis et les possibilités des grandes zones de pétrole dans l'Ouest canadien, ce qui devrait offrir un plan d'action aux innovateurs. Le projet a également clairement démontré que les entreprises de services et les exploitants pouvaient mettre en œuvre les technologies SP et TSAS de 3M dans l'Ouest canadien. Les résultats obtenus des essais analysés dans le cadre du projet ont révélé que les premiers résultats liés à la production accrue des condensats pourraient constituer un avantage pour les opérations futures.

### 5.1 Prochaines étapes

Au terme du projet, deux nouvelles étapes ont été déterminées :

Consacrer plus de temps à la validation de la durabilité du traitement chimique et établir clairement la quantité des augmentations de la production des condensats. À cet effet, les essais analysés durant le projet continueront de fait l'objet d'un suivi continu.

Le coût du traitement doit être réduit. La réduction du coût est primordiale compte tenu de la situation économique actuelle imputable aux faibles prix du pétrole et du gaz naturel. Par conséquent, tous les aspects de la méthodologie de la mise en œuvre devront être examinés afin d'améliorer l'efficacité et de réduire les coûts.