

SEPTEMBRE 2018 Note socioéconomique

Le développement des hydrocarbures en Gaspésie peut-il créer de la richesse économique à long terme ?

*Analyse de cas des retombées économiques
de l'exploitation des puits du canton de Galt*

Annexes

BERTRAND SCHEPPER, chercheur à l'IRIS
STÉPHANE POIRIER, chercheur associé à l'IRIS

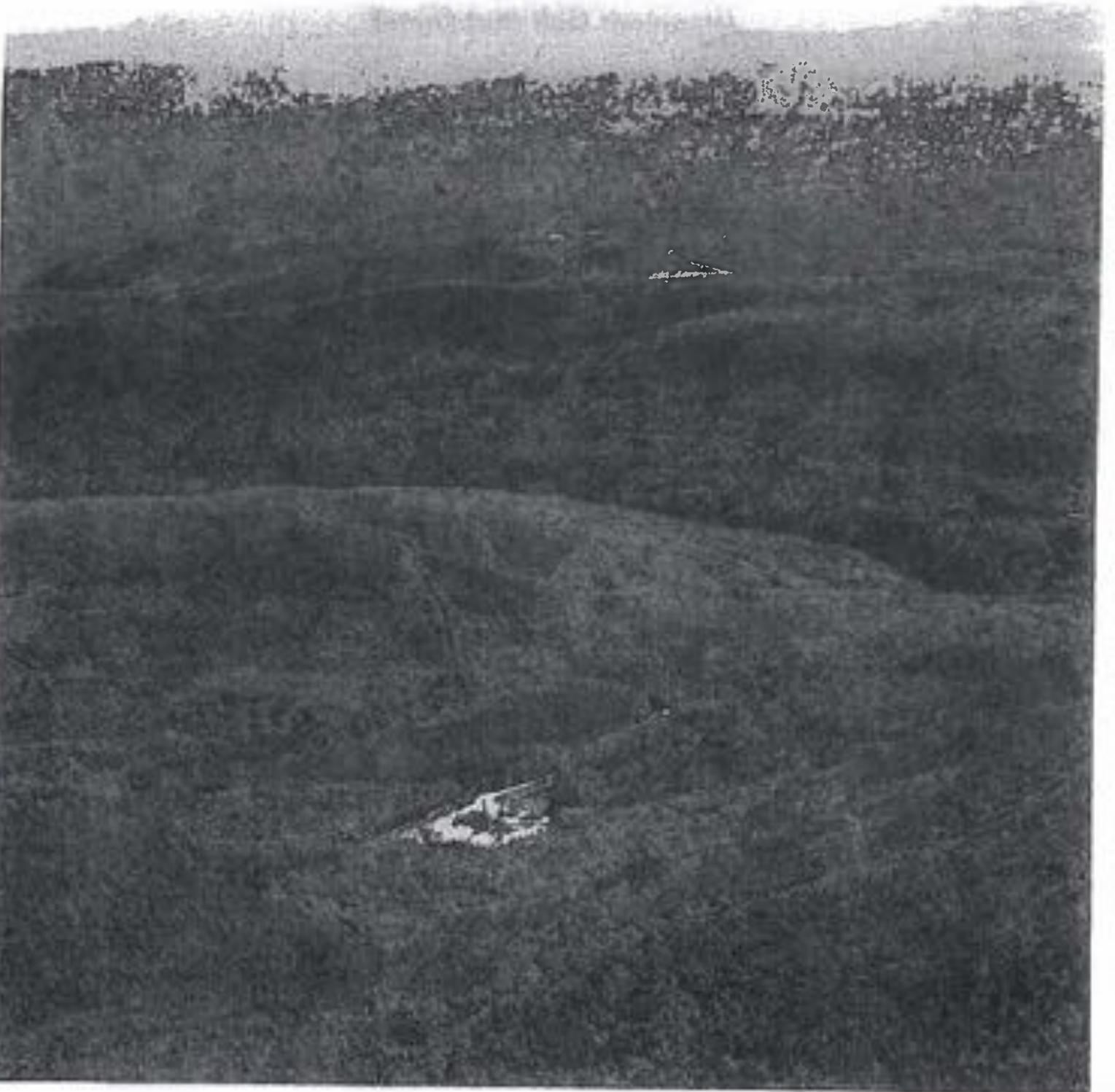
Annexe 1

Massé, Luc, Programme de développement gisement Galt Sud-Ouest : document présenté au Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN) direction du bureau des hydrocarbures version 03, Junex inc, 2017-06-28, 32 p.

JUNEX *inc.*

Programme de développement

Gisement Galt Sud-Ouest





Programme de développement

Gisement Galt Sud-Ouest

Document présenté au :

**Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du
Québec (MERN)**

Direction du bureau des hydrocarbures

Version # :	03	2017-06-28
Rédigé par :	Luc Massé, Ing. M.Sc	
Révisé par :	Mathieu Lavoie, Ing. Jean-Sébastien Marcil, Ing. M.Sc Jérémie Lavoie, Ing. MBA Luc Massé, Ing. M.Sc	
Approuvé par :	Mathieu Lavoie, Ing.	2017-06-28

53-54

AVERTISSEMENT :

CERTAINES IMAGES SONT PRÉSENTÉES POUR RÉPONDRE AUX BESOINS DE LA DEMANDE DE BAIL ET DOIVENT ÊTRE PROTÉGÉES POUR CONSERVER CERTAINS AVANTAGES COMPÉTITIFS DE JUNEX.

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Junex Inc. (Junex) travaille activement à la demande d'un bail de production auprès du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN). Partie intégrante de la demande de bail, le présent programme de développement est déposé au MERN. Le document inclut une description du champ pétrolier de Galt ainsi qu'un plan de développement pour la partie couverte par la demande de bail.

Le réservoir du Forillon supérieur localisé au sud ouest du canton de Galt est un réservoir naturellement fracturé (« *naturally fractured reservoir* ») contenant un pétrole léger de 48 degrés API. Des essais de production totalisant 8 mois (2015-2016) ont été réalisés avec une production moyenne de 75 barils par jour et un maximum de 400 barils par jour.

La firme Deloitte a effectué, en juin 2017, une étude économique et un audit des réserves et des ressources pour le gisement de Galt Sud-Ouest.

Le développement du gisement est séparé en 3 étapes. La phase I consiste à obtenir le bail de production et de mettre en production les puits existants. La phase II consiste à construire 4 nouveaux sites de forage et de forer 4 puits de délimitation. Finalement, le plein développement, avec des puits de développement et la construction des infrastructures, arrive à la phase III. Le nombre total de puits est estimé à 34, réparti sur 5 sites et étalé sur 8 années de développement. Selon Deloitte, la production pourrait s'échelonner sur une période de 25 à 50 ans.

Les équipements de production utilisés lors de la phase II seront situés sur chaque site et consistent en un système de pompage de puits, une unité de séparation des gaz et des liquides ainsi que des réservoirs pour emmagasiner temporairement la production. Le gaz naturel produit sera brûlé par une torchère à flamme invisible ou utilisé par une génératrice sur le site. Le pétrole sera acheminé aux raffineries par camion-citerne. Pour la phase III, les puits seront raccordés à l'aide de deux pipelines jusqu'à une station de traitement et d'expédition localisée en bordure de la route provinciale. Présentement, un pipeline est déjà en place sur la montagne est et le second sera construit sur la montagne ouest. Durant cette phase, les besoins en électricité seront comblés par la construction d'une ligne électrique, remplaçant ainsi l'utilisation des génératrices.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ EXÉCUTIF	4
INTRODUCTION	7
Version du document	7
Objectifs	7
Localisation	7
Étape importante – le puits Junex Galt No 4 HZ	7
DESCRIPTION DU GISEMENT	8
Limites du gisement	8
Interprétation géophysique et géologie structurale	12
Pétrophysique et fluides de réservoir	15
Interprétation géologique et description du réservoir	19
Développement et technologie de production	21
PLAN DE DÉVELOPPEMENT ET DE GESTION	22
Plan de gestion	22
Plan de développement privilégié	23
Aménagement du territoire	24
Puits	26
Méthodes de récupération	28
Installation de procédés	28
NOM DES PUTS	30
RÉFÉRENCES	30

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Limite du gisement (vert foncé) et de l'aire du bail demandé (rouge).....	9
Figure 2: Extension latérale de la zone réservoir de Galt Sud-Ouest.....	11
Figure 3: Limite du gisement, A) selon la carte structurale et B) appuyée par les ressources contingentes.....	12
Figure 4: La couverture sismique du gisement de Galt Sud-Ouest (Marcil, 2016). Les lignes rouges sont les levés de Junex et les lignes grises sont les levés des autres compagnies.	12
Figure 5: Carte structurale du toit du réservoir de la Formation de Forillon.	13
Figure 6: Profil sismique ouest-est du gisement de Galt Sud-Ouest.....	13
Figure 7: Modèle structural du gisement Galt Sud-Ouest (Marcil, 2016).	14
Figure 8: Corrélation entre le puits et les diagraphies du puits Junex, Galt No 4 (Marcil, 2016). 15	
Figure 9: Identification des principaux indices pétroliers.....	16
Figure 10: Identification et caractérisation géochimique des zones pétrolières.....	17
Figure 11:Corrélation des biomarqueurs.....	18
Figure 12: Stratigraphie du Silurien supérieur à la base du Dévonien moyen dans le segment Est de la ceinture de Gaspé (Lavoie et al., 2001).....	20
Figure 13: Corrélation stratigraphique du gisement de Galt.....	21
Figure 14: Scénario de développement échelonné sur 8 ans.....	22
Figure 15: Carte du territoire où la pente du terrain est inférieure à 5%.....	25
Figure 16: Schéma de puits typique (exemple du puits le plus récent).....	27

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Résumé des puits d'exploration à Galt Sud-Ouest.	8
Tableau 2: Renseignements utilisés pour delimitier le gisement.	10
Tableau 3: Parametres structuraux du reservoir.....	14
Tableau 4: Parametres petrophysiques du reservoir.....	15
Tableau 5: Types de porosité dans le secteur de Galt Sud-Ouest.....	19

INTRODUCTION

Version du document

La version de ce document est déposée au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN) et accompagne la demande de bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel. Plus précisément, ce document est un complément d'information déposé en réponse à la lettre du MERN datée du 9 mars 2017.

NOTE : Dans le document, le nom des puits a été abrégé pour faciliter la lecture. Voir la section « NOM DES PUIITS » à la fin du document avoir les autres nomenclatures des puits.

Objectifs

Ce rapport fait la synthèse des informations démontrant la viabilité du projet de développement du gisement pétrolier de Galt Sud-Ouest. La première partie présente une description à jour du gisement et la seconde partie présente le plan de développement et de gestion.

Les ressources, les réserves et l'évaluation économique ne sont pas présentées ici. Le rapport de Deloitte (2017) aborde ces sujets.

Localisation

Le secteur d'intérêt est localisé à 20 km à l'ouest de la Ville de Gaspé. Junex nomme cette région "Galt" qui est le nom du canton où se situe le projet. L'accès aux différents puits s'effectue par des chemins forestiers sur une distance d'environ 5 km au nord de la route provinciale 198.

En 2003, Junex recevait un bail de production (#2003BP109) qui couvrait l'aire autour du puits Soquip Pétro-Canada Impériale, Galt No 1 seulement. La nouvelle demande de bail s'ajoute au bail existant.

Étape importante – le puits Junex Galt No 4 HZ

Le secteur de Galt est reconnu pour son potentiel pétrolier depuis longtemps. Junex a réalisé des travaux d'exploration sur le permis 2008PG989. En 2015 et 2016, les essais de production au puits Junex Galt No 4 HZ ont permis de réaliser la meilleure production de pétrole de l'histoire du Québec, production comparable aux puits que l'on retrouve dans l'Ouest canadien par exemple.

Les connaissances actuelles du réservoir pétrolier permettent de conclure que la quantité de pétrole découverte dans le secteur de Galt est majeure.

DESCRIPTION DU GISEMENT

L'exploration pour le pétrole et le gaz naturel dans le secteur de Galt a commencé il y a plusieurs années. Le puits Soquip Petro-Canada Imperiale Galt No1 a été foré en 1983 et a démontré l'existence d'excellents indices de gaz naturel. Le puits a été réentré en 1993 par Jaltin Inc et a produit 2 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel et 7 barils par jour de pétrole à 46 degrés API initialement. Les principales campagnes d'exploration du gisement Galt Sud-Ouest qui ont suivi la découverte ont été faites autour de ce puits. Le Tableau 1 résume les puits forés dans le secteur du gisement.

Tableau 1: Résumé des puits d'exploration à Galt Sud-Ouest.

Puits	Permis	Année	Note
Soquip Galt No1	C100	1983	Puits de découverte
Soquip Galt No1	C100-R1	1993	Essai de production (2 mmpc/j et 7b/j)
Junex Galt No1	C122	1999	Indices de pétrole
Junex Galt No2	C124	2002	Indices de pétrole
Junex Galt No3	C126	2003	Essai de production de pétrole - 3 b/j
Junex Galt No4	C139	2012	Indices de pétrole
Junex Galt No4 HZ	C139-R	2014	Essai de production de pétrole - 75 b/j (pointe : 400 b/j)
Junex Galt No5 HZ	C145	2015	Indices de pétrole

La description du gisement présentée dans les sections qui suivent est principalement basée sur les données propres à Junex telles que les levés sismiques, l'information de forage et les autres levés géologiques de terrain.

Limites du gisement

Superficie

La superficie du gisement est de 13,8 km² et elle a été déterminée par la projection verticale de l'aire de fermeture du toit du gisement (Figure 1). La fermeture est déterminée par l'isochrone de 900 millisecondes (ms) et elle est expliquée en détails à la section « Structure » (page11). La délimitation du gisement est basée sur l'analyse et l'interprétation des données exhaustives acquises depuis plusieurs années (Tableau 2). La limite du gisement est présentée dans la présente section et elle est supportée par l'ensemble des informations contenu dans le reste de la section « description du gisement ».

Le programme de développement se limite à une superficie de 20 km² tel que spécifié dans la demande de bail et présentée à la Figure 1. Cette superficie permet de couvrir l'ensemble des puits forés, la limite de la structure et inclut une zone tampon. Le territoire demandé s'ajoute au bail de production #2003BP109 que possède Junex autour du puits Soquip Petro-Canada Imperiale. Galt No 1.

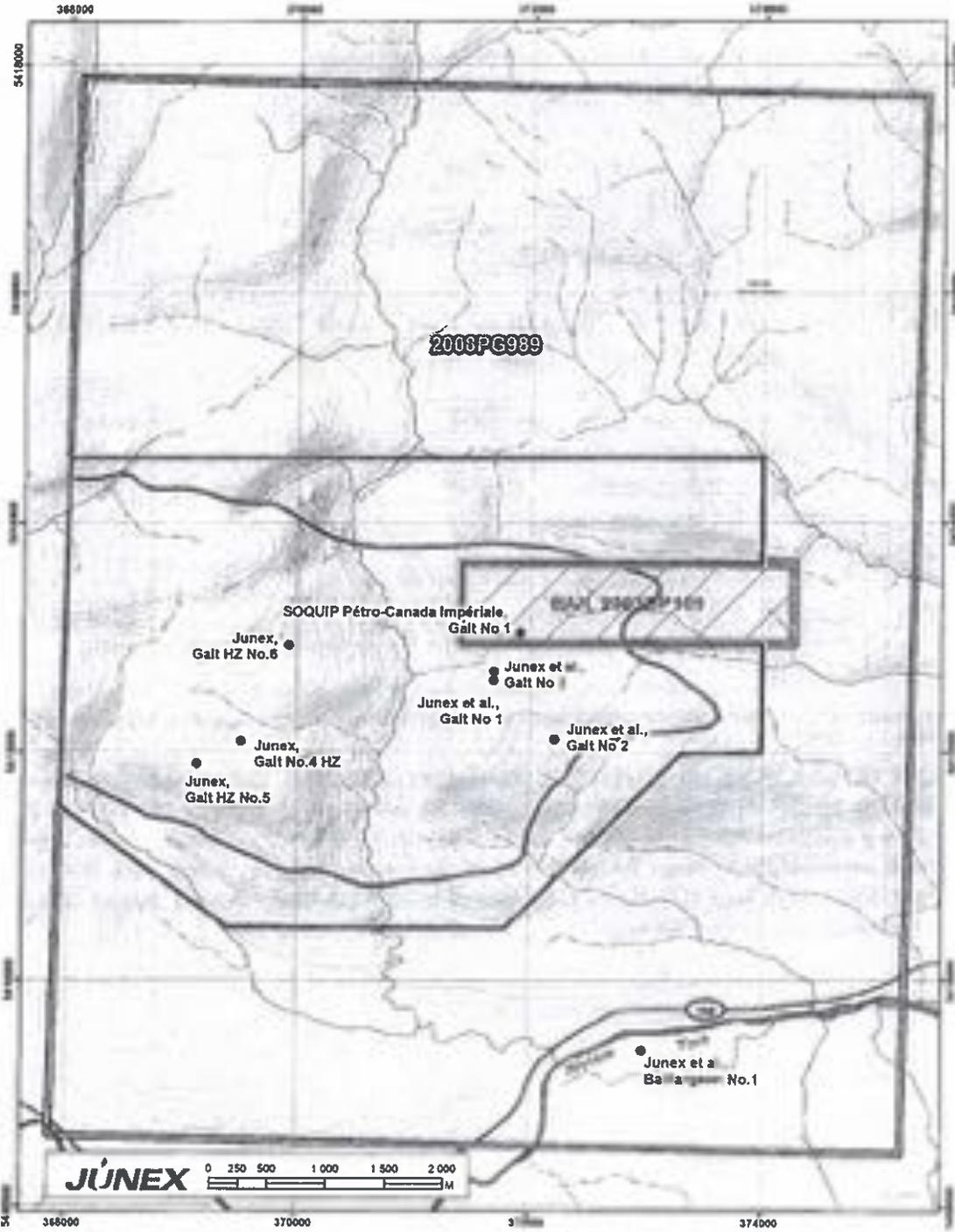


Figure 1: Limite du gisement (vert foncé) et de l'aire du bail demandé (rouge).

Tableau 2: Renseignements utilisés pour délimiter le gisement.

Donnée cartographiques	Compilation de cartes géologiques locales et régionales	1940-2016
	Données structurales de surface	2004-2015
	Cartographie de la présence de pétrole	1945-2017
Données géophysiques	Levés sismiques 2D régionaux	1970-1980
	Levés sismiques 2D détaillés centrés sur Galt	1980-2010
	Levé sismique 3D acquis par Junex	2015
	Levé magnétique et de gravité	
Donnée de forage	Log-composites et diagraphies par câble des puits d'exploration C126, C124, C139, C139-R1 et C145	2002-2015
	Diagraphies de type <i>image</i>	2012-2015
	Positionnement des indices pétroliers	1999-2016
Données géochimiques	Géochimie pétrolière des séquences carbonatées	2010-2015
	Analyses géochimiques des indices de gaz naturel et de pétrole	1980-2016
	Analyses des biomarqueurs pétroliers	2005-2015
	Analyses des inclusions fluides	2012-2014
Rapport d'évaluation externe	Rapports indépendants des réserves 51-101	2001-2016
	Rapports d'évaluation des ressources en place	2010-2015
	Analyse externe des résultats des tests de production du puits C139-R1	2016

Stratigraphie

La délimitation stratigraphique du gisement a été réalisée grâce aux indices d'hydrocarbures identifiés durant le forage, la caractérisation chimique du pétrole et grâce aux diagraphies par câble. La Figure 2 montre l'extension latérale de la zone réservoir du gisement Galt Sud Ouest selon une coupe transversale utilisant les informations de forage des puits Junex Galt No5 HZ, Junex Galt No4, Junex Galt No4 HZ, Junex Galt No3 et Junex Galt No2. Aucun contact associé à de l'eau de formation n'a pu être délimité.

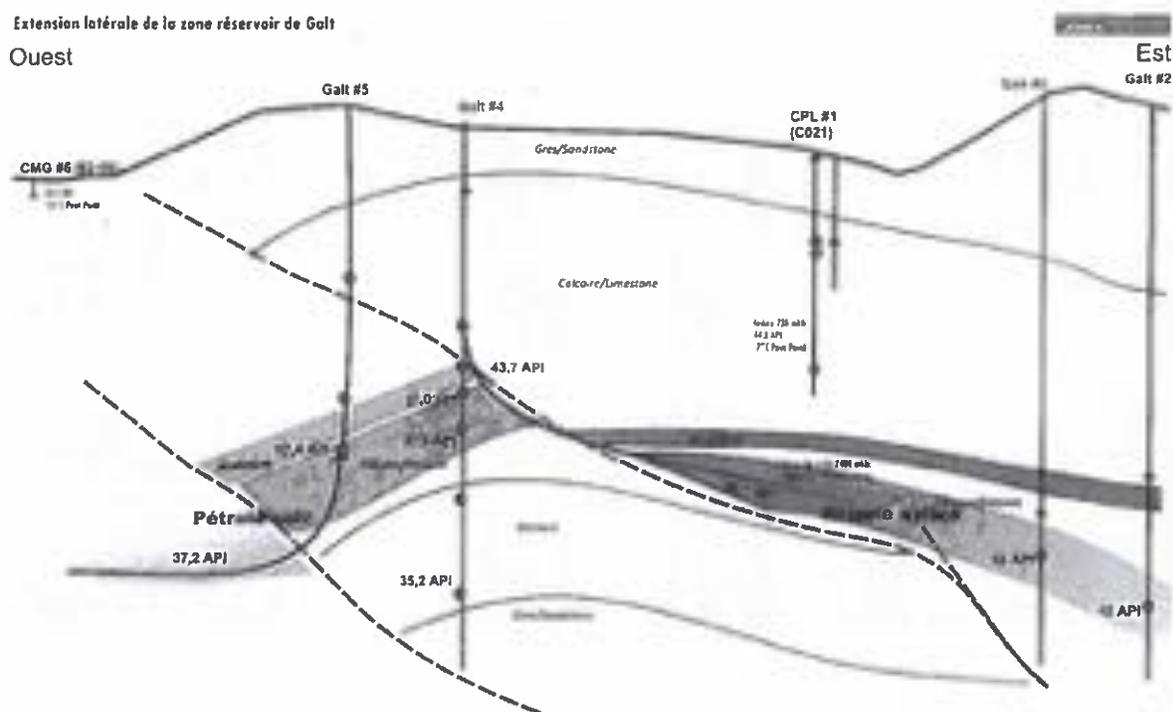


Figure 2: Extension latérale de la zone réservoir de Galt Sud-Ouest

Structure

Les cartes de la Figure 3 indiquent la délimitation du gisement en fonction de la structure du sommet du Forillon et des ressources contingentes définies. La carte structurale a été réalisée en se basant sur l'ensemble des données géophysiques. La carte isochrone (temps-double) du marqueur sismique situé au sommet de la Formation de Forillon représente fidèlement le toit de la zone réservoir du gisement de Galt Sud-Ouest. La courbe de niveau de 900ms (Figure 3A) correspond à la limite supérieure de l'extension du gisement. Cette limite concorde avec les ressources contingentes évaluées par les différents experts indépendants avec qui Junex a travaillé depuis 2010 (Figure 3B) et auditées par Deloitte (2017).

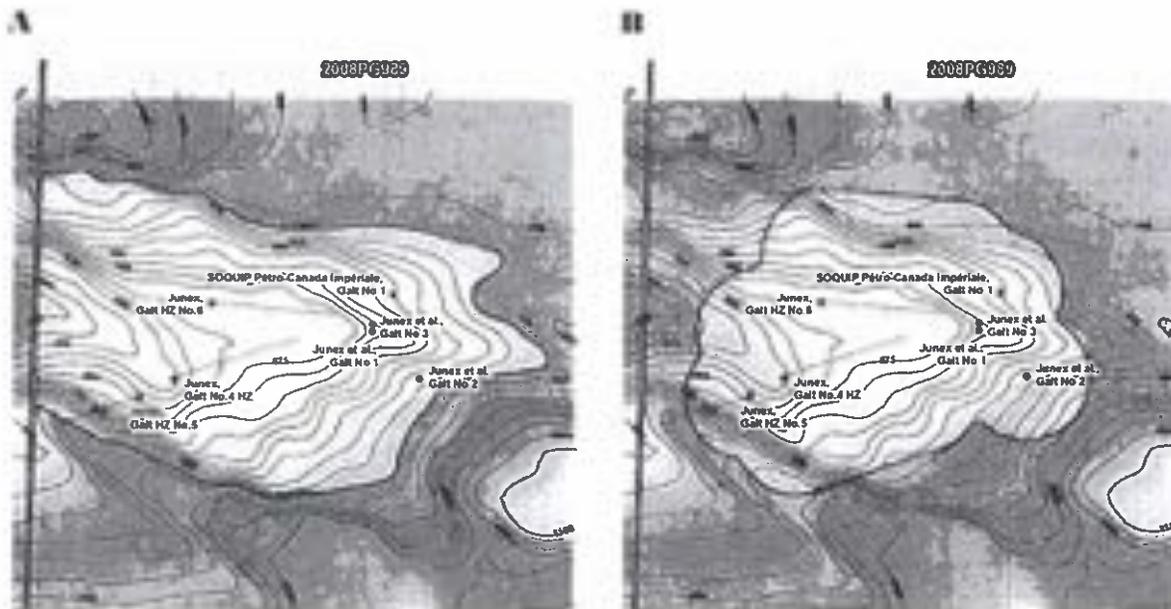


Figure 3: Limite du gisement, A) selon la carte structurale et B) appuyée par les ressources contingentes.

Interprétation géophysique et géologie structurale

Junex et d'autres compagnies d'exploration ont effectué, entre 1968 et 2008, 500 km de levés sismiques 2D couvrant le territoire. L'ajout par Junex, en 2015, d'un levé sismique 3D de 37 km² fut un avancement majeur dans la connaissance de la géométrie du gisement. La Figure 4 présente un aperçu de la localisation des différents levés sismiques.

Seismic control

- 500 km of 2D seismic covering the area acquired between 1968 and 2008.
- 37 km² 3D survey acquired in 2015

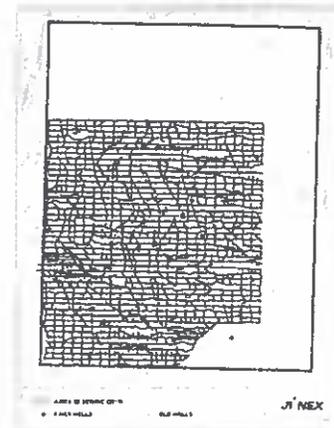
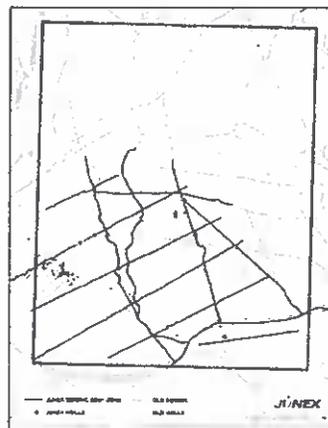


Figure 4: La couverture sismique du gisement de Galt Sud-Ouest (Marcil, 2016). Les lignes rouges sont les levés de Junex et les lignes grises sont les levés des autres compagnies.

Les principaux marqueurs sismiques interprétés correspondent au toit de l'Indian Cove, du Shiphead et du Forillon. Pour le développement du gisement de Galt Sud-Ouest, le marqueur clef est celui qui interprète le contact entre le Shiphead et le Forillon qui est considéré comme le sommet du réservoir naturellement fracture (Figure 5). Il existe une bonne corrélation entre les données sismiques et les puits (Figure 6).

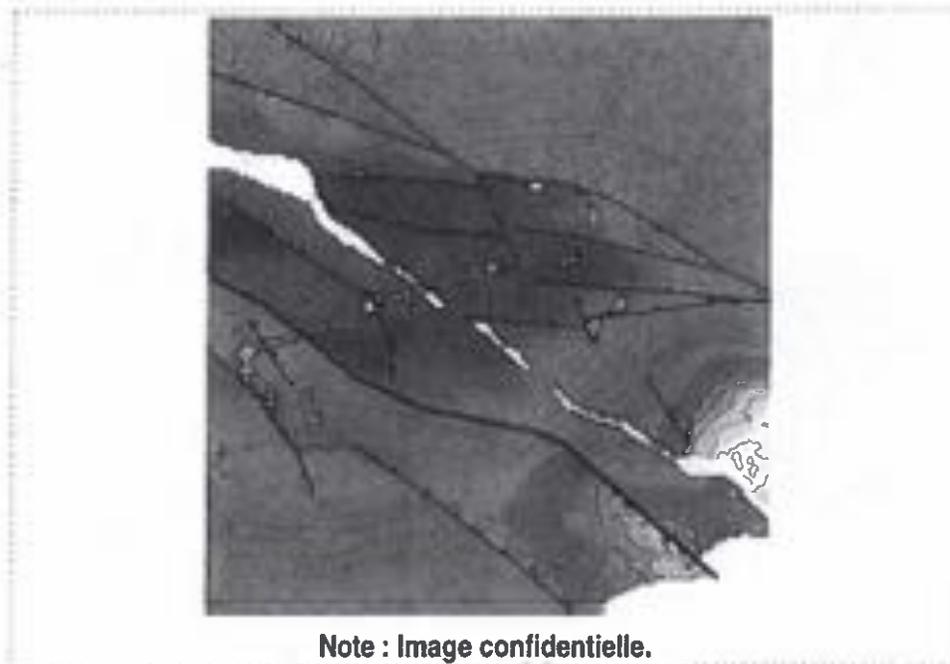


Figure 5: Carte structurale du toit du réservoir de la Formation de Forillon.

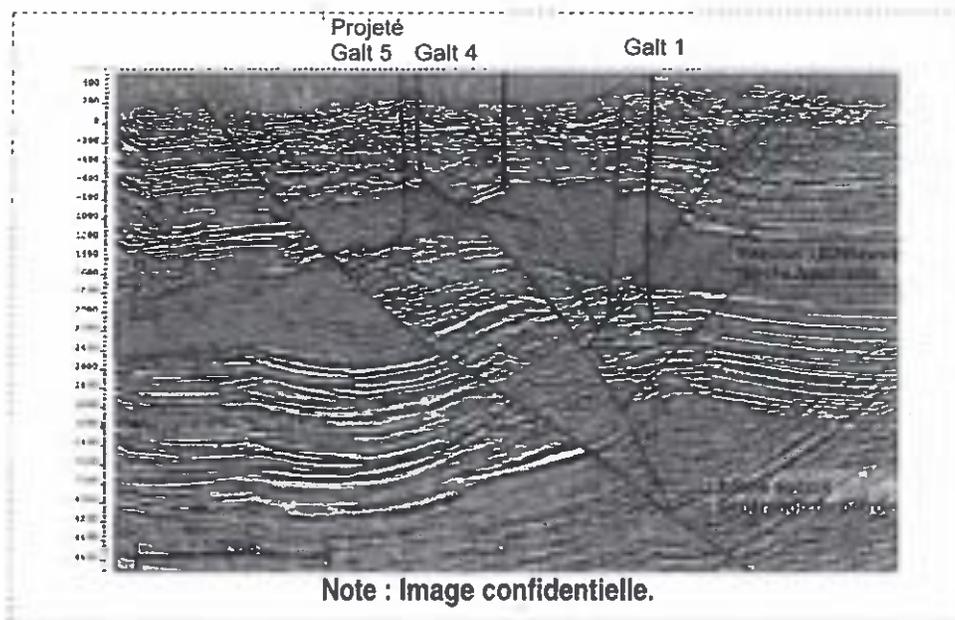


Figure 6: Profil sismique ouest-est du gisement de Galt Sud-Ouest.

Structuralement, le gisement de Galt Sud-Ouest est situé dans le corridor de déformation de la faille du Troisième Lac (décrochement dextre). Plusieurs types de structures de déformations y sont observés: plis (anticlinaux et synclinaux) à grands et petits déplacements; failles verticales; failles obliques; failles inverses; failles normales et décrochements (Figure 7).

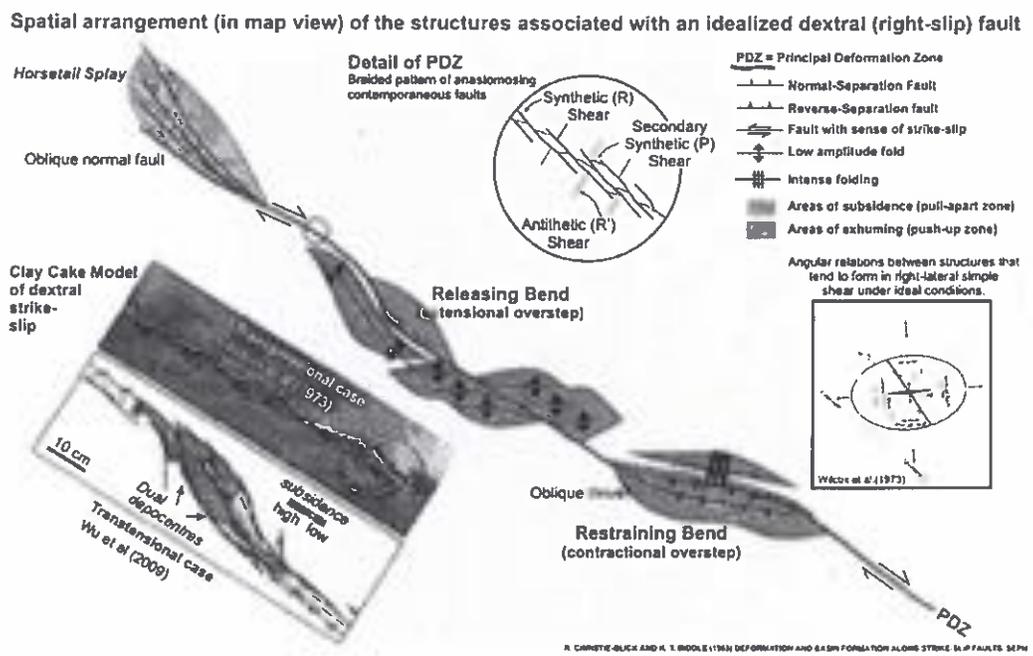


Figure 7: Modèle structural du gisement Galt Sud-Ouest (Marcil, 2016).

La compréhension actuelle du système pétrolier implique une migration verticale du pétrole généré par les shales noirs marins d'âge Ordovicien. Le pétrole a migré et a atteint le réservoir naturellement fracturé de la Formation de Forillon. Le réservoir est scellé à son sommet par une épaisse couche de mudstone de la Formation de Shiphead. Il n'y a pas d'évidence indiquant la présence de variation majeure dans l'intensité du nombre de fractures qui compose le réservoir. Toutefois, la localisation et la délimitation des compartiments du réservoir restent des éléments clés pour le positionnement des forages. En ce sens, le levé sismique 3D récent est un outil utile pour les prochains forages.

Tableau 3: Paramètres structuraux du réservoir.

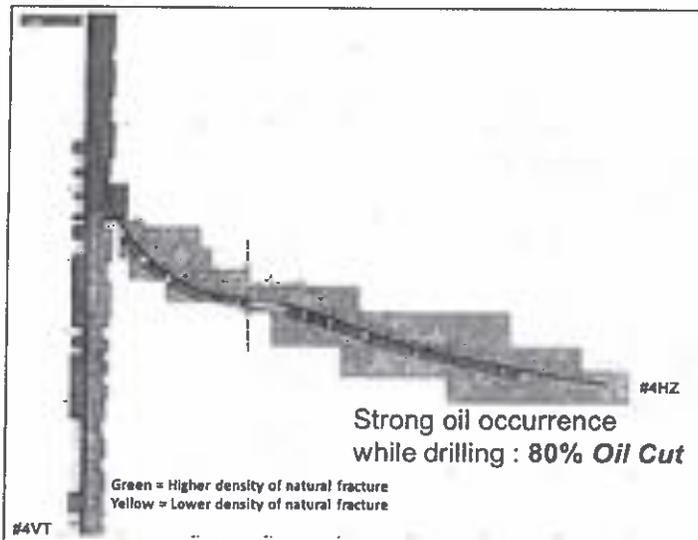
Type	Anticlinal faillé
Profondeur	Moyenne 1200 m TVD (800 m sous le niveau de la mer)
Sommet	1000 m TVD (600 m sous le niveau de la mer)
Roche couverture	Shiphead
Roche réservoir	Sommet du Forillon
Épaisseur	Moyenne de 250 m (entre 100 et 700 m)
Superficie	13,8 km ² (isocontours)

Pétrophysique et fluides de réservoir

Le gisement de Galt Sud-Ouest est un réservoir à faible porosité et faible perméabilité dont les propriétés sont améliorées par la porosité secondaire associée aux fractures naturelles et à la présence locale de dolomitisation/lessivage hydrothermale. Le Tableau 4 présente les paramètres pétrophysiques du réservoir naturellement fracturé de la Formation de Forillon. La principale diagraphie pour la caractérisation des fractures est celle qui génère des images de résistivité sur 360 degrés. L'utilisation de cette imagerie permet de mesurer : 1) le pendage; 2) l'orientation des failles; 3) l'orientation des fractures; 4) la densité des fractures; 5) la perméabilité relative en fonction des indices de pétrole (fluorescence du pétrole dans les déblais) et des zones fracturées et 6) le type de porosité (Figure 8).

Tableau 4: Paramètres pétrophysiques du réservoir.

Roche réservoir	Sommet du Forillon
Lithologie	Calcaires siliceux avec interlits de calcaires argileux. Principalement des micrites et des dolomicrites.
Type de porosité	Fractures subverticales ouvertes à semi-ouvertes, porosité intergranulaire
Porosité	5 à 6 %
Perméabilité	0.01 à 50 mD
Saturation en eau	20-30%
Température	19,6 degC (datum : 1147 m TVD Junex Galt No 4HZ)
Pression de formation	10 797 kPa (datum : 1147 m TVD Junex Galt No 4HZ)



Use of imaging tool help us :

- Measuring bedding;
- Fault orientation ;
- Fracture orientation;
- Fracture density;
- Relative permeability;
- Correlation between oil shows and fractured zones;
- Porosity type identification.



AAPG International Conference and Exhibition - Barcelona, Catalunya April 4th 2016

Figure 8: Corrélation entre le puits et les diagraphies du puits Junex, Galt No 4 (Marcil, 2016).

Basée sur la géochimie dans les puits (TOC-RockEval), l'estimation visuelle de la maturité thermique du kérogène et de la vitrinite, du ratio isotopique des gaz et les analyses de biomarqueurs, la maturité thermique des roches du réservoir est dans la fenêtre à l'huile. Tel que

démontre par la Figure 9, le positionnement des indices pétroliers par rapport à la stratigraphie est une information utilisée pour la compréhension et délimitation du gisement. Par la suite, les carbonates ont été analysés pour évaluer la présence de pétrole léger dans la micro-porosité à l'aide de diverses méthodes géochimiques (TOC-Rock-Eval, inclusions fluides FIS et fluorescence « Oil Cut »). L'identification de la zone est présentée sur la Figure 9.

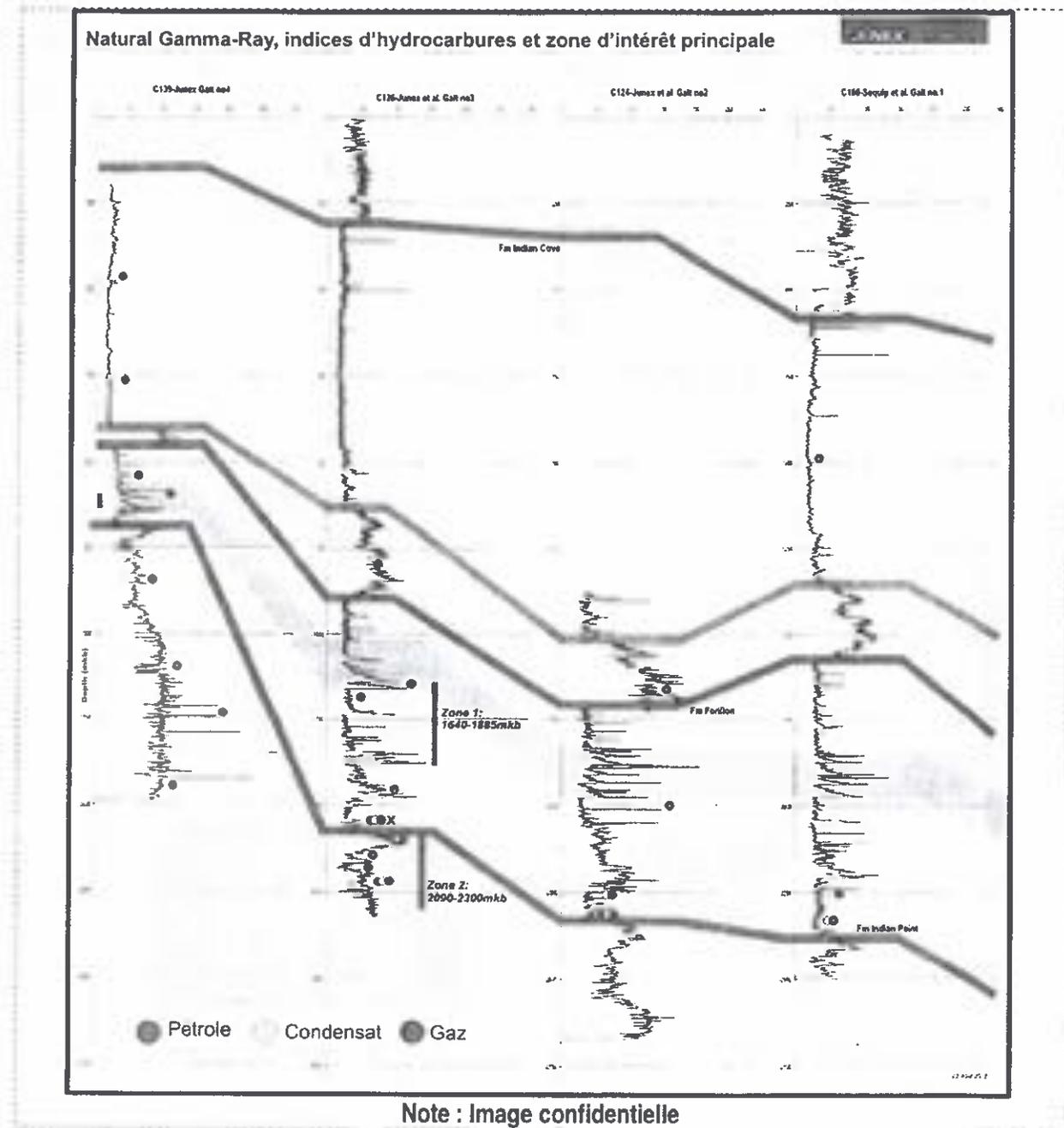


Figure 9: Identification des principaux indices pétroliers.

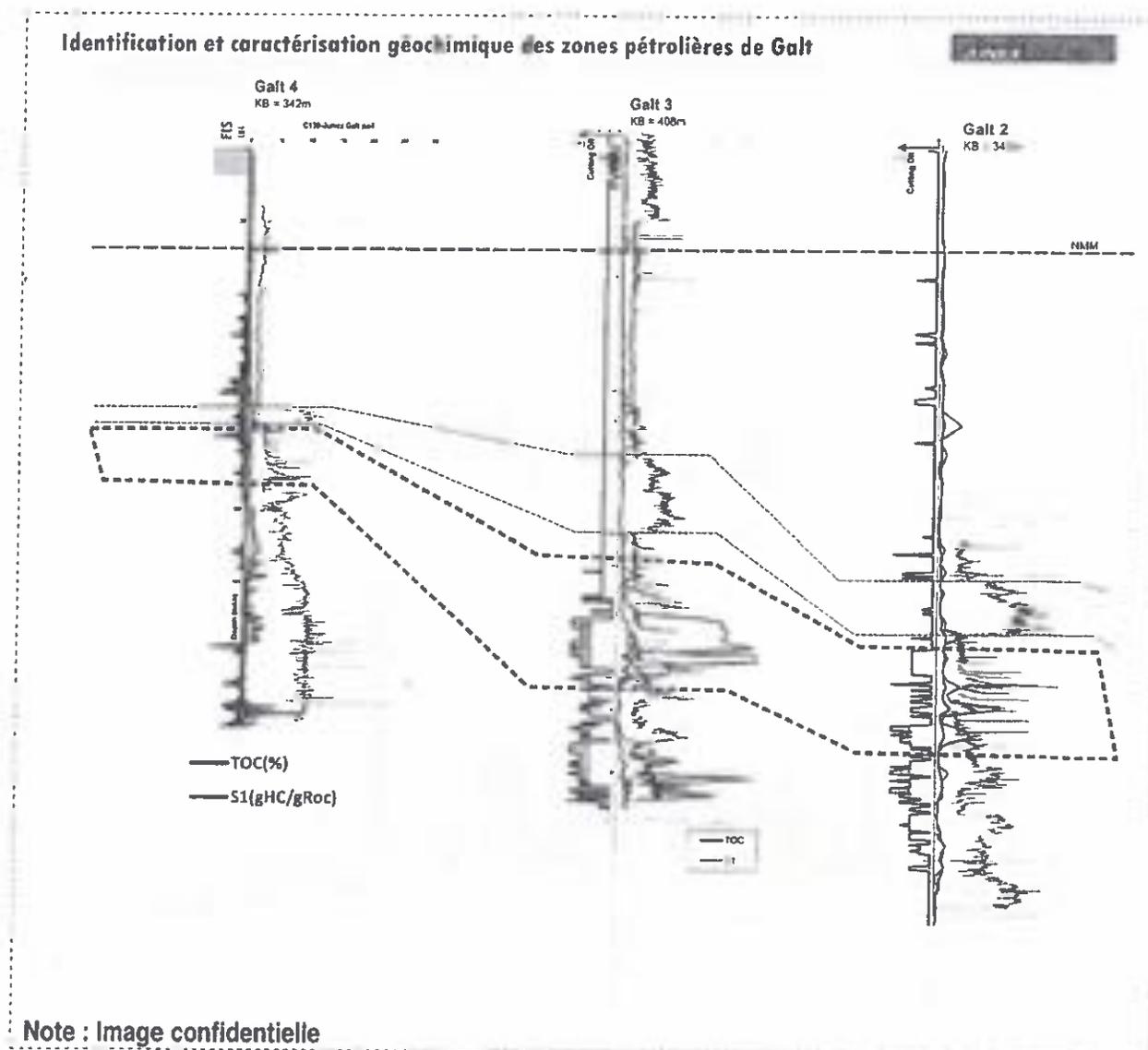


Figure 10: Identification et caractérisation géochimique des zones pétrolières.

Un autre outil géochimique utilisé pour évaluer la continuité de la zone réservoir est l'analyse de composition et des biomarqueurs de type GC-MS (*gas chromatography – mass spectroscopy*). Tel qu'illustré par la Figure 11, la composition et la signature des biomarqueurs provenant de trois échantillons de pétrole récupérés dans les zones fracturées du calcaire de Forillon dans trois puits différents (Junex Galt No 2, Junex Galt No 3 et Junex Galt No 4) sont quasiment identiques. Cela démontre l'homogénéité des fluides de la zone réservoir du Forillon supérieur.

Corrélation des biomarqueurs de Galt

JUNEX

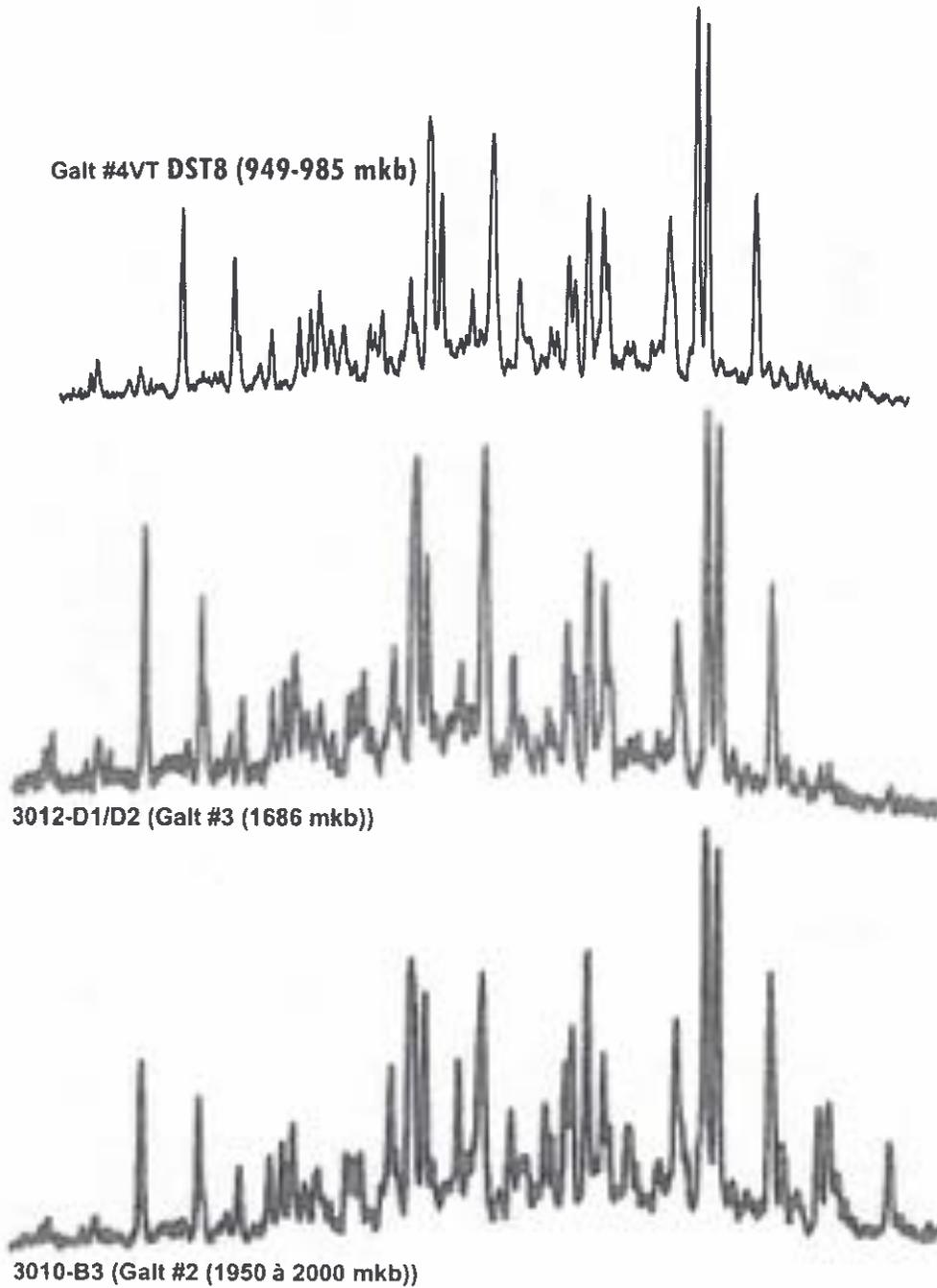


Figure 11:Corrélation des biomarqueurs.

Toutes les analyses de pétrole réalisées à ce jour aux puits Junex Galt No 2, Junex Galt No 3, Junex Galt No 4 et Junex Galt No 4 HZ ont montré la présence d'un pétrole léger très faible en soufre. Aux conditions de surface, les densités API varient entre 42° et 48°. Le ratio gaz-pétrole initial est de 577 scf/bbl et a augmenté à 1200 scf/bbl durant les essais de production au puits Junex Galt No 4 HZ entre 2015-2016. Le gaz naturel associé au pétrole ne contient pas gaz acide (H₂S ou CO₂).

Interprétation géologique et description du réservoir.

Le principal réservoir ciblé actuellement est le sommet des carbonates de la Formation de Forillon. De plus, plusieurs indices de pétrole et de gaz naturel sont présents dans d'autres formations. Le réservoir du Forillon a une porosité et une perméabilité qui sont caractérisées par la présence de fractures naturelles et de brèches. Les fractures sont sub-verticales, ouvertes à partiellement ouvertes. Le réservoir est associé au mouvement de décrochement de la faille du Troisième-Lac (voir page 12 pour plus de détails). Le Tableau 5 donne le détail des différents types de porosités dans le secteur du gisement de Galt Sud-Ouest.

Tableau 5: Types de porosité dans le secteur de Galt Sud-Ouest.

Type de porosité	Description
Matricielle	Micro-porosité primaire des calcaires micritique
Fracture	Porosité secondaire associée à la déformation de blocs rocheux lors d'événements tectoniques
Lessivage	Porosité secondaire associée à la dissolution des carbonates par des paléo-fluides.
Hydrothermalisme	Porosité secondaire associée à la modification de la géochimie des carbonates (métasomatisme) par des fluides chauds et riches en minéraux (particulièrement Mg).

Le réservoir du Forillon appartient à une épaisse séquence de carbonate du Dévonien inférieur regroupé sous l'appellation «Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé». Le bassin de déposition et la succession stratigraphique des Calcaires Supérieurs de Gaspé sont contrôlés par des failles synsédimentaires d'extension (Figure 12). La Formation de Forillon à Galt Sud Ouest représente la portion distale de la plate-forme. Les Calcaires Supérieurs de Gaspé sont principalement des calcaires finement cristallins (micrites) accumulés dans un environnement marin relativement profond contrôlé par trois cycles tectoniques.

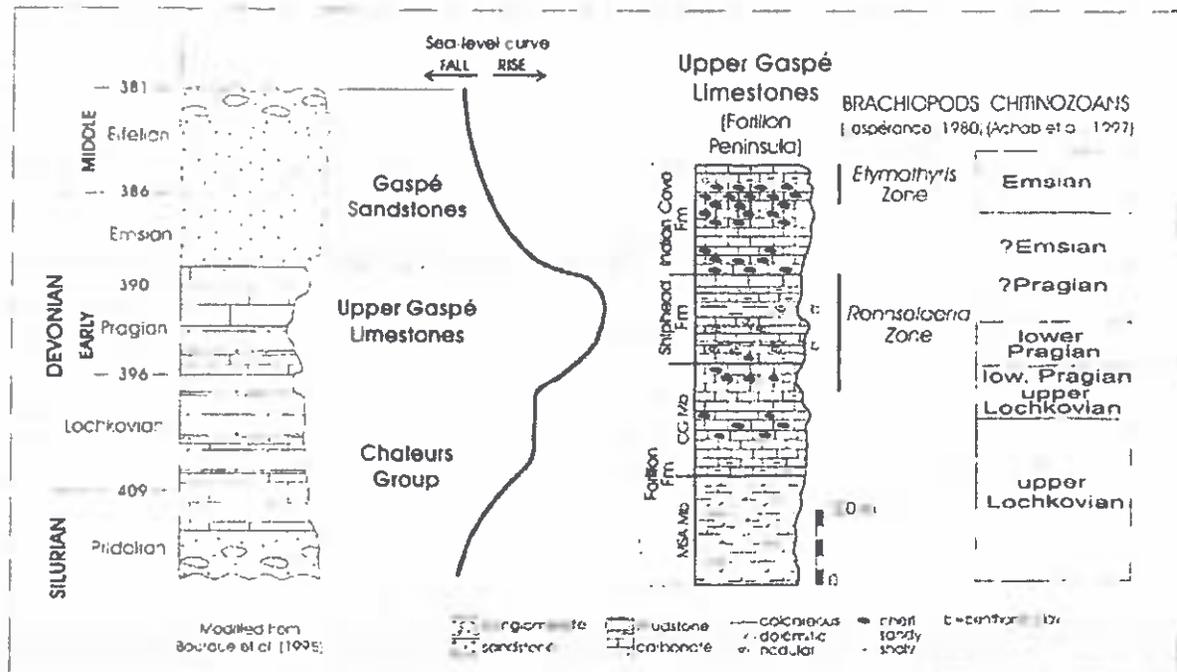


Figure 12: Stratigraphie du Silurien supérieur à la base du Dévonien moyen dans le segment Est de la ceinture de Gaspé (Lavoie et al., 2001).

Le réservoir actuellement à l'étude se situe dans la partie supérieure des calcaires du Forillon qui correspond à la présence accrue de lits grossiers, principalement des packstone et des grainstone. Ces lits sont associés à un niveau marin décroissant. Les autres lithologies de la Formation de Forillon sont des dolostones fins, mudstones silteux et des calcaires siliceux. La compétence des lits grossiers situés au sommet de la Formation de Forillon explique la présence importante de fractures naturelles qui y est observée. Tel qu'illustré à la figure 13, les sous-unités du Forillon sont regionalement consistantes avec les dépôts sur les hauts structuraux et la présence de pétrole dans les roches du secteur de Galt Sud Ouest.

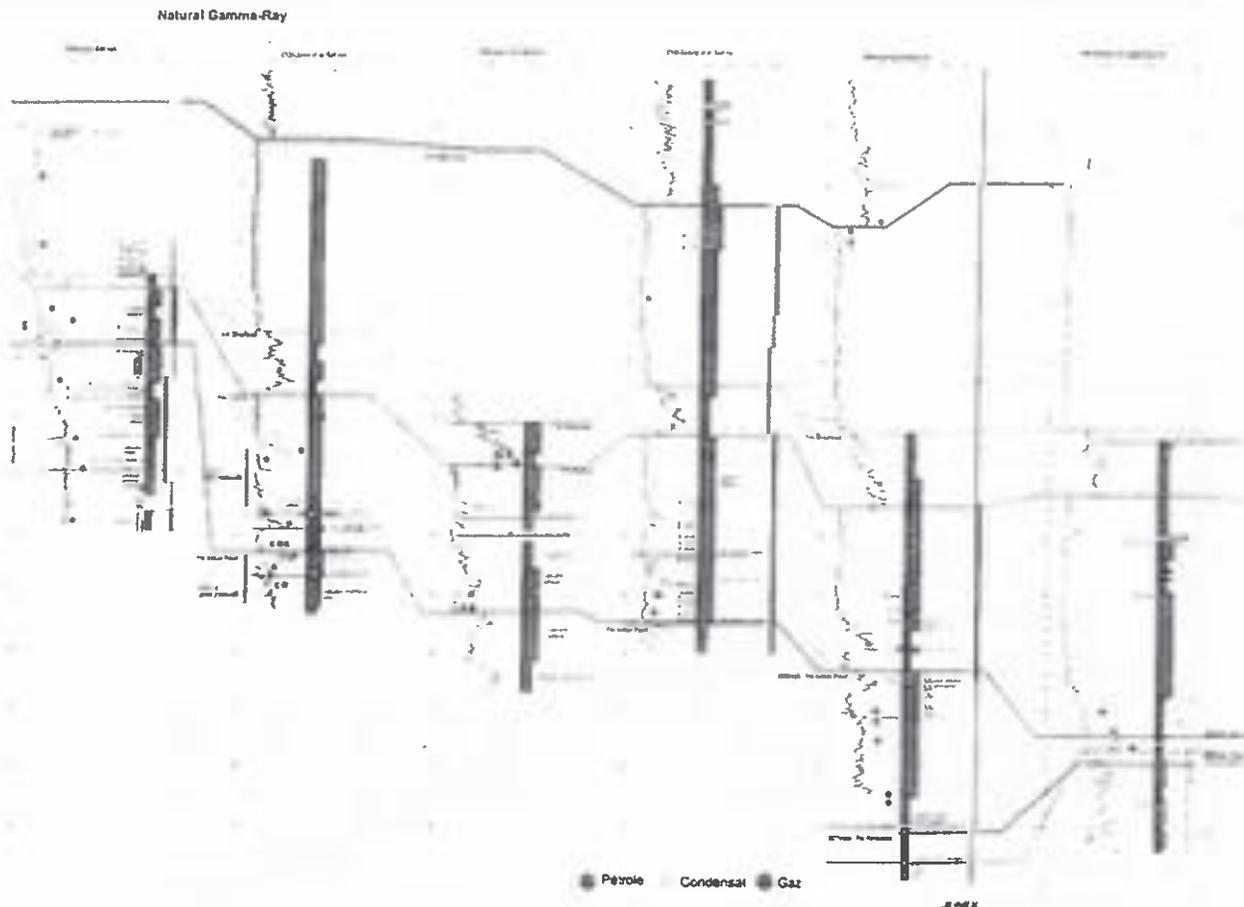


Figure 13: Corrélation stratigraphique du gisement de Galt.

Développement et technologie de production

Le puits Junex Galt No 4 HZ présente la meilleure production de l'histoire du Québec et celui-ci n'a subi aucune stimulation pour favoriser l'extraction. L'écoulement du pétrole a commencé immédiatement à la fin du forage, soit dès que le coffrage de production, pré-perforé et non-cimenté, ait été installé et que la boue de forage ait été nettoyée du puits.

D'autres puits sur le gisement ont été stimulés à l'acide afin de vérifier la performance de cette technique. Cette méthode a amélioré les débits de production, mais n'est pas systématiquement utilisée.

Actuellement, aucun programme de stimulation n'est prévu dans le plan de développement.

PLAN DE DÉVELOPPEMENT ET DE GESTION

Le plan de développement et de gestion vise à établir les bases pour la récupération maximale de la ressource. Les sections ci-dessous présentent les fondements du déploiement et les grandes orientations pour l'aménagement du gisement (phases I à III), le plan de développement privilégié, les équipements et les infrastructures.

Notre vision du projet est que 5 sites de production seront construits au-dessus du gisement. Nous estimons que 6 puits seront aménagés par site pour, au final, compter une trentaine de puits.

Plan de gestion

Le développement s'étalera, sur une période de 8 ans, en 3 phases qui permettront d'améliorer progressivement les connaissances du gisement et augmenter la production. La phase I est la mise en production des puits actuels, la phase II est le forage de quelques puits de développement et la phase III consiste à des forages supplémentaires et l'aménagement d'infrastructures. La Figure 14 montre la progression des différentes étapes.

Années	1				2				3				4				5				6				7				8							
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
Production puits présent	■																																			
4 puits sur nouveau pad																																				
Permis de forage, autorisation d'exploration, autorisation de production électrique																																				
Pipeline et ligne électrique construction																																				
5 nouveaux puits sur pad 1																																				
5 nouveaux puits sur pad 2																																				
5 nouveaux puits sur pad 3																																				
5 nouveaux puits sur pad 4																																				
5 nouveaux puits sur pad 5																																				

Figure 14: Scénario de développement échelonné sur 8 ans.

Phase I

Etape importante de démonstration, la phase I consiste à mettre en production les puits actuellement forés, soit les puits Junex Galt No 5 HZ, Junex Galt No 4 HZ, Junex Galt No 3, Junex Galt No 2 et Junex Galt No 1. Le puits Junex Galt No 4HZ est le meilleur puits producteur de l'histoire du Québec, avec environ 18 000 barils produits durant les 8 mois d'essais de production. Les autres puits seront produits de façon intermittente (« *stripper wells* »). Cette phase est tributaire de l'obtention d'un bail de production.

Phase II

La phase II consiste à forer et compléter 4 nouveaux puits (Junex Galt No 6 HZ, No 7 HZ, No 8 HZ et No 9 HZ) sur de nouveaux sites. Ces puits et les sites seront aménagés pour la production. Cette phase vise à parfaire la connaissance du gisement en augmentant les données et connaissances géologiques (échantillons et diagraphies) et de réaliser des essais de production sur les différentes zones réservoirs. L'interprétation de ces données permettra une meilleure prise de décision pour l'aménagement ultérieur du réservoir et de planifier l'exécution des travaux de terrain, dans l'objectif d'une récupération optimale de la ressource.

Phase III

Suite aux phases I et II, la phase III représente le développement complet où les forages de développement et l'installation des infrastructures (voir page 29) seront déployés. À cette étape, une surveillance constante des paramètres du réservoir et des informations de forage permettront de planifier en détail les travaux d'entretien, de recomplétion, de reperforation et les positionnements précis des forages subséquents.

Au stade actuel du projet, il est hâtif de présenter la phase III avec plus de détails. Toutefois, il est raisonnable d'estimer qu'une trentaine de puits seront forés sur le territoire dont il est question. À la phase III, le taux de forage sera d'environ 5 puits par année.

Options de développement

Actuellement, le plan de développement est limité au secteur inclus dans la demande de bail. Les options d'optimisation, de développement et des autres phases de délimitation pourraient s'étendre soit hors du bail, tout en restant sur les permis de recherche en vigueur, soit en profondeur, où la base du Forillon et la Formation d'Indian Point sont d'autres réservoirs potentiels. Les connaissances et investissements actuels limitent le développement au secteur couvert par le levé sismique 3D de 2015. Les critères et la chronologie des autres options de développement ne sont pas déterminés pour le moment.

Fin des opérations

À la fin de la production, les puits seront fermés définitivement et les équipements démantelés et les sites restaurés, le tout conformément aux règlements applicables. Selon les paramètres utilisés par Deloitte (2017), la durée de la production du gisement varie de 25 à 50 ans.

Plan de développement privilégié

Programme de forage

Le puits Junex Galt HZ No 6 vise l'extension du réservoir vers le nord du puits Junex Galt No 4 HZ. Le permis de forage a été émis en 2016 et le forage pourrait donc commencer bientôt.

Ensuite, les puits Junex Galt HZ No 7 à HZ No 9 devraient être localisés à l'intérieur de la surface couverte par la demande du bail. Ils seront positionnés suite aux résultats du forage et de l'essai de production du puits Junex Galt HZ No 6.

Le programme de forage pour la phase III est au stade préliminaire. Le nombre de forages prévu est de 25, mais ce nombre pourrait varier. Le nombre final sera dépendant, en outre, de la production des puits et de l'étendu du réservoir. La phase II permettra de préciser ce nombre.

Production

Se référer au rapport de Deloitte (2017).

Réinjection

Aucune injection de fluide pour le maintien de pression du réservoir n'est actuellement considérée. Le gaz naturel sera brûlé à la torchère à flamme invisible à la phase I, pourrait être

utilisé pour les besoins en énergie du site (génératrice) à la phase II et est prévu d'être valorisé à la phase III.

Ventes

Toutes les ventes de pétrole seront effectuées à une raffinerie située dans le nord-est de l'Amérique. Les contrats de vente seront négociés de manière à optimiser la valeur de la ressource pétrolière. Pour le gaz naturel, une valorisation locale est en cours d'évaluation et plus de données sur le réservoir sont nécessaires.

Aménagement du territoire

Localisation des sites

Outre les cibles géologiques et contraintes réglementaires, la localisation des sites de forage est principalement influencée par la topographie. Le secteur de Galt Sud-Ouest est montagneux avec de profondes vallées. Les sites de forage multi-puits seront développés prioritairement aux endroits où la pente naturelle du terrain est inférieure à 5%, ce qui permet de niveler un site pouvant accueillir les équipements de forage et de production. Les sites propices se situent près des sommets des montagnes. Approximativement 12,5% du territoire serait favorable à recevoir un site (Figure 15). Le plan de développement prévoit utiliser seulement une faible partie des sites favorables qui tiendra compte des impacts sur les milieux récepteurs.

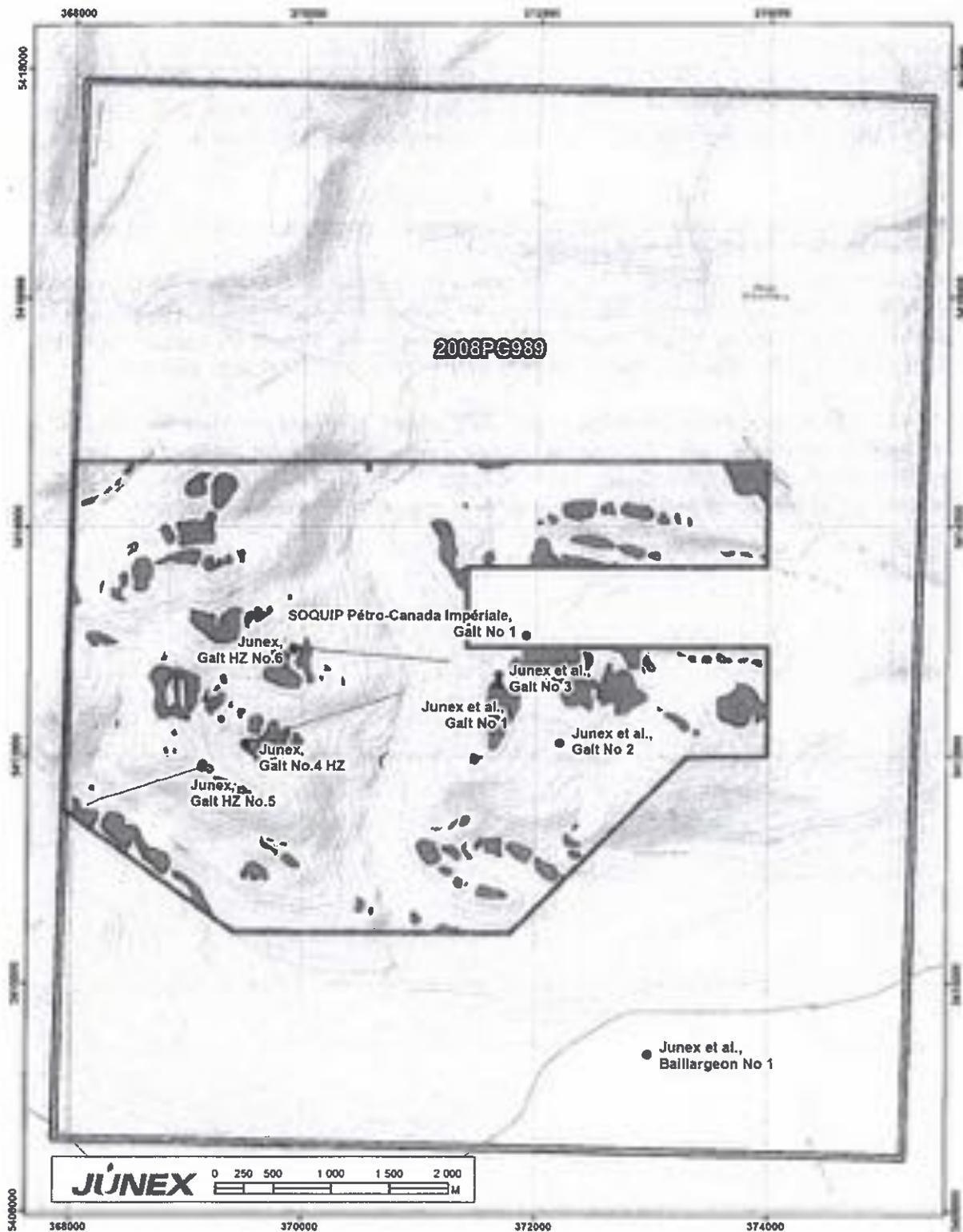


Figure 15: Carte du territoire où la pente du terrain est inférieure à 5%.

Description des sites de forage et de production

L'aménagement de sites de type « multi-puits » est privilégié afin de limiter l'impact au sol. Un site multi-puits est un site qui permet l'aménagement de plusieurs puits sur le même site. La superficie des sites multi-puits est légèrement supérieure à un site mono-puits, mais peut contenir jusqu'à 8 puits. Le site aménagé pour le forage sera réutilisé pour la production.

Puits

Description des forages et des complétions

Pour la réalisation des travaux de forage, Foragaz (une division de Junex Inc) est la compagnie privilégiée. Foragaz possède les équipements et une équipe spécialisée dans les forages pétroliers et gaziers. Foragaz est en activité depuis 1988 et a à son crédit plus de 80 forages, réentrées et travaux d'entretien de puits. Foragaz a réalisé la majorité des puits forés pour Junex.

Les travaux de forages et de complétions des puits seront semblables à ceux déjà réalisés par Junex dans le secteur de Galt. Le schéma typique d'un puits dévié est présenté à la Figure 16 avec l'exemple du puits le plus récent, Junex Galt HZ No 5. Chacun de ces travaux est décrit en détail dans les demandes de permis de forage ou de complétion présentées au MERN.

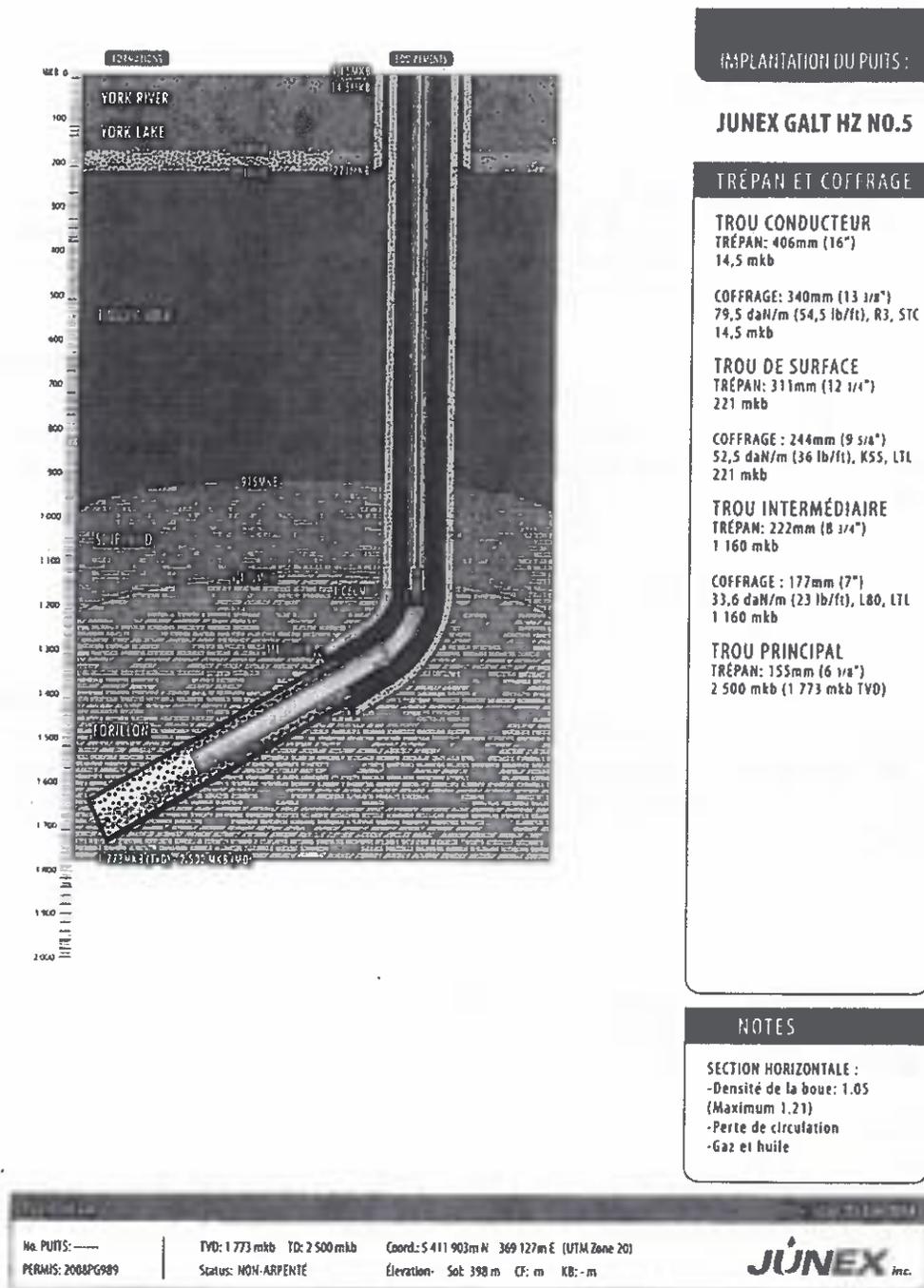


Figure 16: Schéma de puits typique (exemple du puits le plus récent).

De façon générale, un coffrage de surface de 244mm est installé après les premiers 100 mètres afin de protéger les aquifères de surface et permettre de forer sécuritairement. Ensuite, un coffrage intermédiaire de 177mm est installé au-dessus du réservoir pétrolier. Finalement, le

forage se poursuit et se termine dans le réservoir où un coffrage pré-perforé et non-cimenté de 114mm est installé.

La complétion du puits consiste à l'installation d'un tubage de production de 73mm, d'une pompe et d'une tête de puits.

Les designs de forage, de complétions, les travaux d'entretien et les modifications aux puits feront l'objet d'ajustement au cours du développement du gisement. Les modifications seront basées sur les nouvelles connaissances qui seront acquises au cours de la phase II et III et viseront l'optimisation de la récupération des hydrocarbures.

Méthodes de récupération

La méthode de récupération actuellement utilisée par Junex pour produire le pétrole sur le gisement de Galt Sud-Ouest est le pompage. Cette méthode est celle principalement utilisée depuis le début du projet de Galt lors des tests de production. Le développement prévoit utiliser cette même méthode. Deux types d'équipement de pompage sont utilisés, soit un système par balancier (« *pump jack* ou *beam pump* ») ou un système à piston hydraulique de type Maxistroke^{MC} de Halliburton. Les deux systèmes entraînent un train de tige pour actionner une pompe à valve installée en profondeur dans le puits. Cette technique entraîne la production de gaz naturel qui sera séparé en surface (voir section ci-dessous).

Installation de procédés

La méthode consiste à canaliser les fluides extraits sous pression du puits vers un séparateur à 2 ou 3 phases. Du séparateur, le pétrole et l'eau sont acheminés dans des réservoirs distincts et le gaz naturel est canalisé à une torchère à flamme invisible ou dans des équipements destinés à la valorisation du gaz.

Équipements

Séparateur

Un séparateur sera installé sur chaque site jusqu'à ce qu'un pipeline de raccordement soit aménagé. Une fois le pipeline construit, la séparation sera effectuée au centre de traitement où un seul séparateur sera installé. Les séparateurs des sites multi-puits seront démantelés et vendus.

L'équipement utilisé au niveau du site multi-puits lors de l'essai de production de 2015-2016 au puits Junex Galt No4 HZ était un séparateur vertical 2 phases, d'une dimension de 24 pouces par 5 pieds, conçus pour une pression de 1700 kPa. La capacité de production maximum de conception était de 80 m³ par jour. Les équipements ne sont pas approuvés pour les gaz acides.

Le design des séparateurs peut être augmenté à un séparateur 3 phases avec plus de capacité de production si nécessaire.

Torchère à flamme invisible

Si l'élimination de gaz naturel se fait avec une torchère, celle-ci sera préalablement approuvée par le MDDELCC. Le modèle privilégié est une torchère à flamme invisible (incinérateur). Une torchère à flamme visible n'est pas envisagée, car elle limite la durée de production à des périodes de 14 jours consécutifs selon le règlement du MDDELCC.

Génératrice

Avant que l'électricité soit fournie par Hydro-Québec sur les sites de production, des génératrices seront utilisées pour opérer les pompes et les équipements auxiliaires. L'achat de génératrices fonctionnant au gaz naturel ou biénergie sera privilégié.

Réservoir

Lors de l'installation des sites de production, des réservoirs pétroliers conformes d'une capacité d'environ 60 000 litres seront installés. Les réservoirs seront du même type que ceux utilisés par l'industrie, ailleurs au Canada.

Appareils de mesures

Les volumes de pétrole, d'eau et de gaz naturel extraits sont d'une importance capitale pour la gestion adéquate du réservoir. Le volume de gaz naturel sera mesuré par un système de plaques à orifice avec enregistreurs numériques. Les phases liquides seront mesurées à l'aide de débitmètres installés sur les lignes de production. De plus, des mesures de niveaux des réservoirs seront effectuées afin de vérifier l'inventaire. Finalement, un suivi sur les volumes sortis du site sera comptabilisé pour des fins de facturation.

Infrastructure

Système de collecte

Lors de la phase III, un système de collecte et de pipeline pourrait être mis en place. Ce système permettrait d'acheminer toute la production (pétrole, gaz naturel et eau) vers une seule station de traitement. Actuellement, un pipeline est installé à partir du site du puits Soquip Pétro-Canada Impériale, Galt No1 (sommet est) jusqu'à la station de traitement et de compression actuelle. Un second pipeline pourrait descendre la montagne à partir du sommet ouest. Une seule station de traitement serait installée près de la route 198.

Avant l'aménagement des pipelines, les liquides seront collectés directement aux sites de production et le gaz naturel disposé directement au site, soit comme source d'énergie pour les équipements de surface, soit par brûlage à la torchère à flamme invisible.

Systèmes de traitement

Le traitement des fluides extraits des puits consiste à la séparation physique des différentes phases (pétrole, gaz naturel et eau). Aucun autre traitement, relié à la présence de CO₂ ou H₂S par exemple, n'est nécessaire.

Réinjection

Aucun puits de réinjection n'est actuellement envisagé.

Électricité

Pour la phase I et II, tous les besoins électriques seront couverts par les génératrices (voir la section Équipements ci-dessus). À la phase III, une ligne électrique sera installée afin de se connecter au réseau d'Hydro-Québec.

NOM DES PUIITS

Nom abrégé utilisé dans le texte	Nom selon le permis de forage	No. Permis de forage	Note
Soquip Galt No 1	Soquip Pétro-Canada Impériale, Galt No 1	C100	
Soquip Galt No 1	Soquip Pétro-Canada Impériale, Galt No 1	C100-R1	Réentré
Junex Galt No 1	Junex et al., Galt No 1	C122	
Junex Galt No 2	Junex Lemaire Hydro-Québec, Galt No 2	C124	
Junex Galt No 3	Junex Lemaire Hydro-Québec, Galt No 3	C126	
Junex Galt No 4	Junex, Galt No 4	C139	
Junex Galt No 4 HZ	Junex, Galt No 4	C139-R1	Réentré
Junex Galt No 5 HZ	Junex, Galt HZ No 5	C145	

RÉFÉRENCES

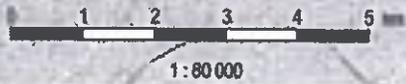
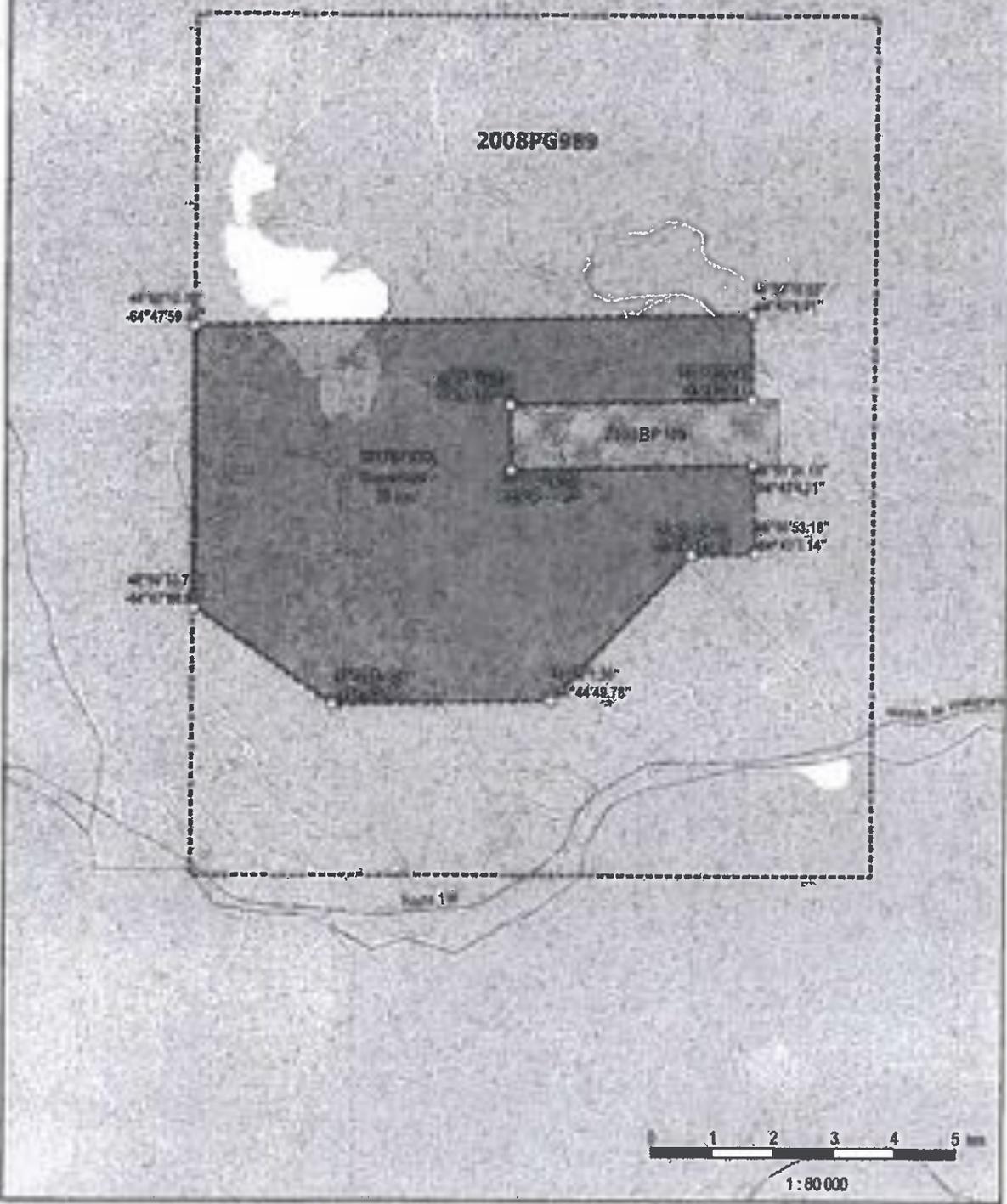
Deloitte. 2017. Galt Field Projet. Junex Ressource Audit – Junex 1, 2017 Ressource audit opinion. 55p.

Lavoie, D., Chi, G. and Fowler, M.,G.. 2001. The Lower Devonian Upper Gaspé Limestones in eastern Gaspé: carbonate diagenesis and reservoir potential. Bulletin of Canadian Petroleum Geology. Vol. 49, No. 2 (June, 2001). p.346 365.

Marcil, J. S., Lavoie, J., Mechti, N., Lavoie, F., Massé, L. and Dorrins, P.K., 2016. Natural fractures characterization and horizontal drilling of an oil-prone Devonian carbonate – birth of a new major play in eastern Canada. AAPG SEG International Conference & Exhibition 2016, Barcelona, Spain. Search and Discovery Article #10921 (2017), 38p. http://www.searchanddiscovery.com/documents/2017/10921marcil/ndx_marcil.pdf

Localisation du bail d'exploitation de pétrole
et de gaz naturel 2017BPXXX

Carte # 1



-  Bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel 2017BPXXX
-  Bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel 2003BP109
-  Permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir sous-terrain 2008PG989

Sources : • Gouvernement du Québec, Août 2017
• Tous droits réservés
• Fond de carte: OpenStreetMap, 2017

Énergie et Ressources
naturelles
Québec

Produit par Direction du Bureau des Hydrocarbures,
Août 2017

Annexe 2

Junex inc, Annexe 8 : Évaluation économique du gisement : Demande de bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel réservoir Junex Galt-Sud-Ouest, Canton de Galt, Gaspésie, Document présenté au Ministère des Ressources naturelles du Québec, 11 novembre 2016, 16p.



EXPLORATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE

www.junex.ca

Québec, le 11 novembre 2016

**DIRECTION DU BUREAU DES HYDROCARBURES
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES**
5700, 4^e Avenue Ouest, bureau A-422
Québec (Québec) G1H 6R1

À L'ATTENTION DE MADAME CLAUDINE GUAY, REGISTRAIRE

Madame Guay,

Le présent document a pour but de répondre aux exigences de l'article 176 de la *Loi sur les Mines*, concernant l'évaluation économique du gisement de Galt en Gaspésie, tel que mentionné par la Direction générale des hydrocarbures dans sa lettre transmise à Junex le 19 octobre 2016.

Junex a déposé le 8 septembre 2016 une demande de bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel tel que requis par le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel, la saumure et les réservoirs souterrains* du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec et la *Loi sur les Mines* du Québec.

Le document que nous vous faisons parvenir aujourd'hui, à titre d'informations complémentaires, offre une mise à jour précise et détaillée de l'évaluation économique du gisement de Galt. Les paramètres d'analyse importants ainsi que les résultats de l'évaluation y sont présentés de manière à compléter la demande de bail en cours.

À votre convenance, il nous fera plaisir de vous rencontrer si vous avez besoin d'informations supplémentaires ou de précisions sur l'analyse réalisée.

Bien à vous,

53-54

Jean-Sébastien Marcil

p.j.



Annexe 8
Évaluation économique du gisement

Demande de bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel
Réservoir JUNEX Galt-Sud-Ouest canton de Galt, Gaspésie

Document présenté au
Ministre des Ressources Naturelles du Québec



Date 11 Novembre 2016

Annexe à la demande de bail d'exploitation présentée par

JUNEX inc.
2795 boulevard Laurier Bureau 200
Québec, Québec
G1V 4M7

Faits saillants de l'évaluation économique du gisement de Galt

Sur la base de informations actuellement disponibles, l'évaluation économique de la superficie du bail demandé est positive. L'étude des sites présentement disponibles pour une mise en opération démontre qu'il serait rentable de mettre en production les puits Junex, Galt #41Z; Junex Lemaire Hydro-Quebec Galt #2; Junex Lemaire Hydro-Quebec Galt #3 et Junex Galt HZ 5. L'étude du développement de futurs sites met en lumière l'importante diminution du risque d'exploration pour la superficie non développée.

L'évaluation économique du gisement de Galt est positive pour le Gouvernement du Québec. Les résultats de l'étude indiquent que l'État sera en mesure d'obtenir des revenus directs de la mise en exploitation et de profiter des fluctuations du prix du pétrole. De plus, il pourra aussi bénéficier de plusieurs centaines de millions de dollars en retombées économiques directes à court, moyen et long termes.

Paramètres utilisés pour l'évaluation économique

Type	Paramètres
Relatifs aux revenus du projet	Taux de production Prix du baril de pétrole Valorisation du gaz naturel
Relatifs aux coûts du projet	Frais de démarrage Coûts de forage Coûts d'exploitation Efficacité du projet
Relatifs aux retombées pour le Gouvernement du Québec	Redevances Impôts sur le revenu Participation d'Investissement Québec Retombées économiques

Table des matières

<i>Introduction</i>	4
<i>Localisation</i>	4
<i>Évaluation économique du gisement</i>	6
Étude 1 - Évaluation économique en fonction des puits existants sur le bail	6
Situation actuelle sur le gisement	6
La courbe de production	8
L'évolution du prix du pétrole	8
Redevances	8
Frais de démarrage d'exploitation	9
Coûts d'exploitation	9
Revenus pour Junex	10
Revenus pour le Gouvernement	10
Retombées économiques	10
Valorisation du gaz naturel	10
Discussion sur l'évaluation économique de la situation actuelle	10
Étude 2 - Évaluation économique pour la portion non développée du bail	12
Éléments importants pour le développement de l'ensemble du bail	12
Les coûts de forage et de mise en production	12
Le prix du pétrole à court terme	13
La courbe de production type	13
Les faibles coûts d'exploitation marginaux et le système de redevances	13
La prochaine phase du projet	13
Retombées économiques pour l'état du projet de développement	13
<i>Conclusion</i>	14

Nom du requérant du bail : JUNEX inc.

Adresse du requérant : 2795, boulevard Laurier, bureau 200, Québec (Québec) G1V 4M7

Annexe à la demande de bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel

Rédigé par :

Jérémie Lavoie, ing. MBA
Géophysicien et chargé de projet

&

Jean-Sébastien Marcil, ing., M.Sc.
Chef de l'Exploration, JUNEX inc.

Introduction

Le présent document a pour but de répondre aux exigences de l'article 176 de la Loi sur les Mines concernant l'évaluation économique du gisement de Galt en Gaspésie, tel que mentionné par la Direction du bureau des hydrocarbures dans la lettre transmise à Junex le 19 octobre 2016.

Junex a déposé le 8 septembre 2016 une demande de bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel tel que prescrit par le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel, la saumure et les réservoirs souterrains* du Ministère des Ressources Naturelles du Québec et la *Loi sur les Mines* du Québec.

Le document qui suit présente, à titre d'informations complémentaires, une mise à jour précise et détaillée de l'évaluation économique du gisement de Galt. Les paramètres importants ainsi que les résultats de l'évaluation y sont présentés de manière à compléter la demande de bail en cours.

Localisation

Le réservoir Junex-Galt-Sud-Ouest (*Galt-SO*) est situé dans le canton de Galt à 20 kilomètres à l'ouest de la ville de Gaspé et à 70 kilomètres à l'est de Murdochville (figure 1). Le site d'exploitation est localisé au nord de la route 198 (figure 2). On accède aux sites de production et d'exploration par des chemins forestiers reliés à la route provinciale 198.

La demande de bail en cours couvre une superficie de 20 km² dans le Canton de Galt dans l'est de la Gaspésie. En 2014, un réservoir de pétrole y a été découvert sur le permis 2008PG989 par la compagnie

JUNEX inc. de Québec et pour le moment, des réserves prouvées de 3 180 m³ (20 000 bbl) ont été assignées à ce réservoir. La formation géologique contenant le pétrole et le gaz naturel est la Formation de Forillon, appartenant au Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé. Le réservoir est localisé à une profondeur variant de 600 à 2000 mètres sous le niveau moyen des mers, et à court terme, son débit journalier sera de 12 m³ (≈75 barils de pétrole par jour).

Le puits producteur principal est le puits *Junex et al. Galt 4HZ (C139-R1)*. Ce puits Galt#4HZ est actuellement en période d'essai de production prolongé et produit du pétrole léger. À ce puits producteur, s'ajoute la production sporadique de 3 autres puits ayant des capacités moindres. En effet, les volumes récupérés au puits Junex Galt #2, #3 et #5HZ s'additionnent au volume total produit par le puits Junex Galt #4HZ.

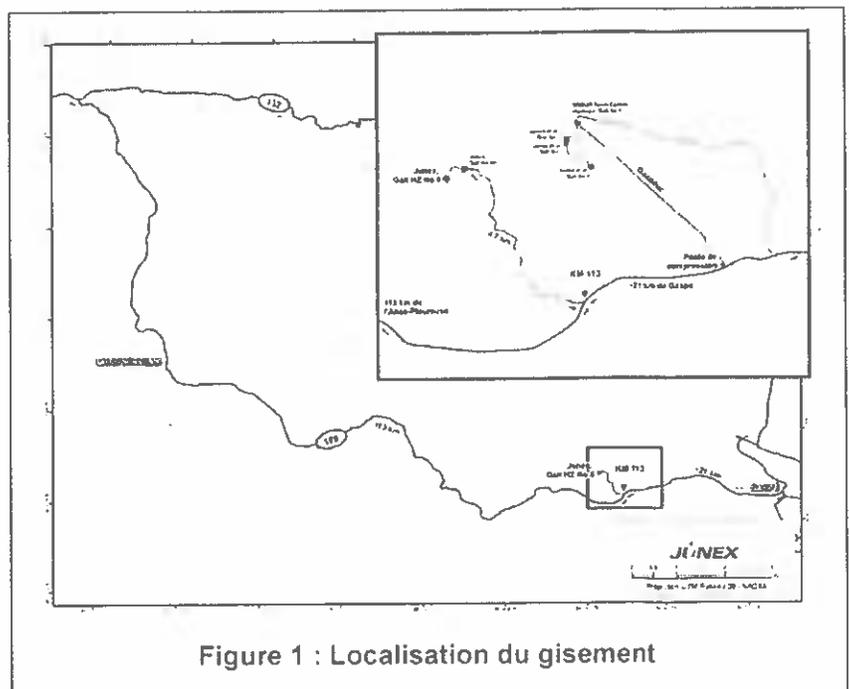


Figure 1 : Localisation du gisement

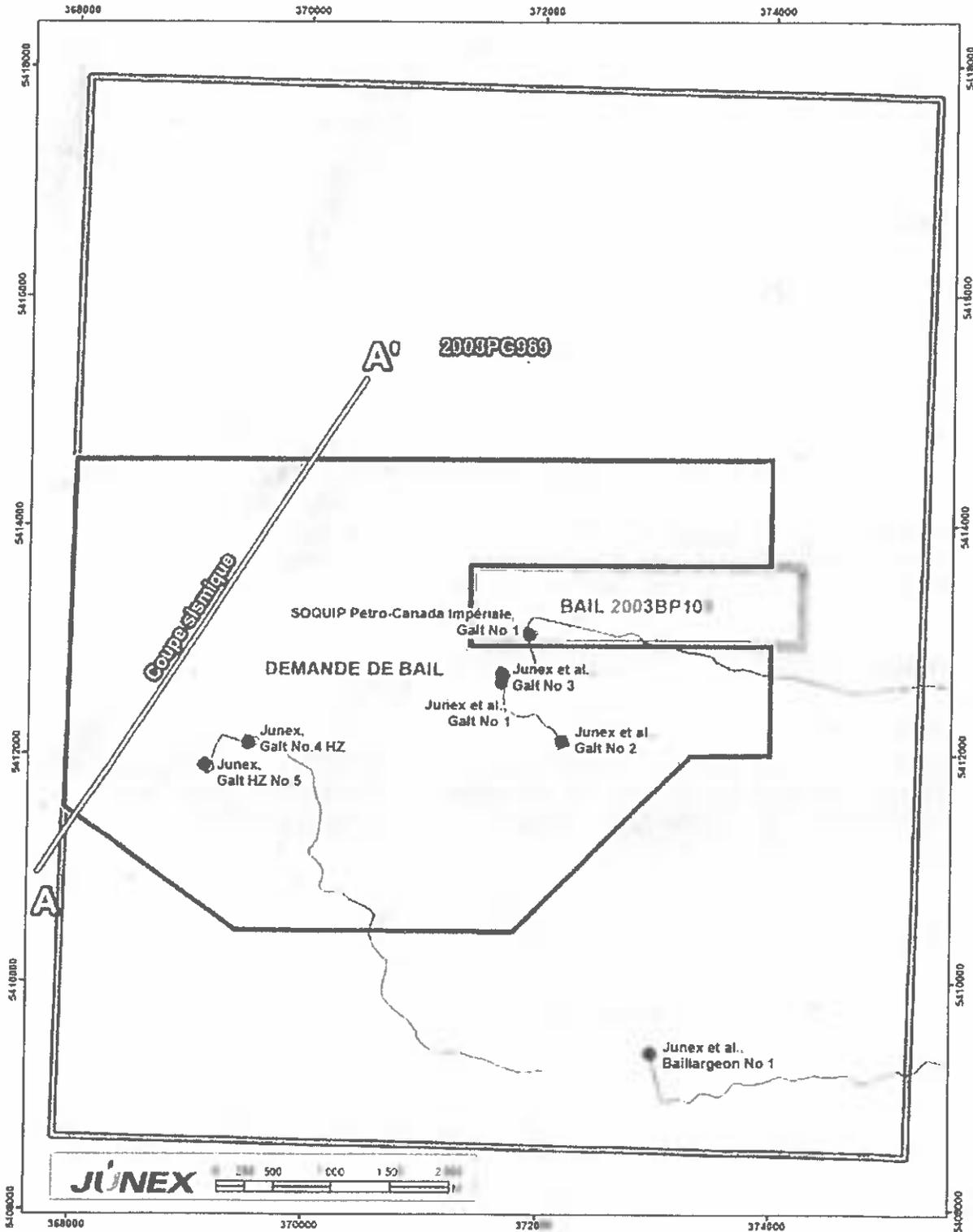


Figure 2 : Localisation du bail d'exploitation demandé et du bail actuel 2003BP109

Évaluation économique du gisement

L'évaluation économique du gisement de Galt en Gaspésie a été réalisée à l'aide d'une simulation économique déterministique et scindée complémentaires en deux études afin de mieux illustrer les différentes opportunités présentes. Une première étude évalue les paramètres économiques considérant une production à partir de puits existants et des équipements en place. La seconde évalue la pertinence économique de continuer les investissements en développant aux alentours des puits existants. Les simulations économiques ont été réalisées dans l'objectif d'évaluer la rentabilité, les retombées économiques ainsi que les revenus directs pour le Gouvernement du Québec.

Bien que l'évaluation soit séparée, ces deux études restent dépendantes l'une de l'autre. En effet, la future production engendrée par de nouveaux puits (étude 2) bonifiera l'évaluation économique en augmentant les marges bénéficiaires de la production actuelle (étude 1). En plus, la production actuelle (étude 1) viendra préciser l'espérance de production pour l'évaluation économique des futurs puits (étude 2).

La superficie dans la demande de bail a été déterminée en fonction, entre autres, d'inclure tous les puits existants et susceptibles de produire (étude 1) en plus d'inclure une superficie non développée afin de continuer le développement et de répéter les succès obtenus (étude 2). Cette superficie a été déterminée grâce au levé sismique 3D qui permet d'étendre le modèle géologique de la découverte à un plus grand territoire avec une certitude acceptable.

Étude 1 - Évaluation économique en fonction des puits existants sur le bail

Situation actuelle sur le gisement

Sur les cinq (5) puits forés par Junex sur la superficie demandée dans la demande de bail, trois (3) puits présentent un petit potentiel de production : Junex Lemaire Hydro-Québec Galt #2, Junex Lemaire Hydro-Québec Galt #3 et Junex Galt HZ#5. Ces puits sont actuellement équipés de pompes et autres installations de surface nécessaires. À eux seuls, il n'est pas rentable de les mettre en production étant donné les frais fixes d'exploitation. Cependant, avec les résultats du puits Junex, Galt #4HZ, qui est actuellement en essai d'extraction et qui continue à fournir des débits importants, la répartition des frais fixes permet de rentabiliser leur production. Junex désire donc, dans un premier temps, mettre en production les puits suivants :

- Junex, Galt #4HZ
- Junex Lemaire Hydro-Québec Galt #2
- Junex Lemaire Hydro-Québec Galt #3
- Junex Galt HZ#5

Pour évaluer les paramètres de rentabilité et des retombées économiques, un scénario de production possible étalé sur quarante (40) ans a été développé à partir de plusieurs intrants. Le tableau suivant montre les principaux intrants du scénario ainsi que les principaux résultats.

Année	Débit journalier moyen	Volume annuelle	Prix barils	Redevance	Frais de démarrage	Coût opération	Revenus Junex	Revenus Gouvernement du Québec	Retombées économiques
	bbl/j	bbl	\$/bbl	\$		\$/bbl	\$	\$	\$
2017	67,5	24 640	69,7	1 15 736	(280 000)	(25) \$	787 726	306 790	802 426
2018	51,1	18 667	72,5	77 119	0	(26) \$	799 557	271 042	465 687
2019	43,7	15 933	76,4	60 832	0	(28) \$	705 090	231 844	439 712
2020	39,1	14 258	78,8	56 191	0	(30) \$	632 832	209 678	423 802
2021	35,9	13 092	83,5	54 680	0	(32) \$	615 201	203 891	412 728
2022	33,5	12 219	88,2	53 909	0	(34) \$	608 847	201 578	404 428
2023	31,6	11 531	92,9	53 587	0	(35) \$	609 250	201 354	397 899
2024	30,1	10 972	97,7	53 570	0	(37) \$	614 251	202 550	392 583
2025	28,8	10 504	101,2	53 173	0	(38) \$	611 147	201 400	388 141
2026	27,7	10 106	103,3	52 179	0	(39) \$	596 050	196 745	384 356
2027	26,7	9 751	105,3	51 406	0	(40) \$	584 630	193 201	381 078
2028	25,9	9 458	107,4	50 808	0	(41) \$	576 142	190 545	378 202
2029	25,2	9 190	109,6	50 353	0	(42) \$	570 048	188 612	375 552
2030	24,5	8 949	111,8	50 016	0	(43) \$	565 945	187 280	373 369
2031	23,9	8 732	114,0	49 781	0	(44) \$	563 525	186 458	371 309
2032	23,4	8 536	116,3	49 631	0	(45) \$	562 552	186 072	369 437
2033	22,9	8 356	118,6	49 556	0	(45) \$	562 838	186 066	367 727
2034	22,4	8 190	121,0	49 547	0	(46) \$	564 233	186 395	366 156
2035	22,0	8 038	123,4	49 596	0	(47) \$	566 617	187 023	364 706
2036	21,6	7 896	125,9	49 697	0	(47) \$	569 889	187 918	363 363
2037	21,3	7 764	128,4	49 846	0	(48) \$	573 969	189 056	362 112
2038	20,9	7 642	131,0	50 039	0	(49) \$	578 789	190 418	360 945
2039	20,6	7 526	133,6	50 271	0	(49) \$	584 293	191 984	359 851
2040	20,3	7 418	136,3	50 540	0	(50) \$	590 432	193 743	358 825
2041	20,0	7 317	139,0	50 843	0	(50) \$	597 166	195 680	357 858
2042	19,8	7 221	141,8	51 179	0	(51) \$	604 463	197 785	356 945
2043	19,5	7 130	144,6	51 546	0	(51) \$	612 292	200 051	356 082
2044	19,3	7 044	147,5	51 942	0	(52) \$	620 528	202 468	355 254
2045	19,1	6 962	150,4	52 365	0	(52) \$	629 452	205 032	354 486
2046	18,9	6 884	153,4	52 815	0	(53) \$	638 744	207 736	353 747
2047	18,7	6 810	156,5	53 291	0	(53) \$	648 490	210 575	353 042
2048	18,5	6 739	159,6	53 792	0	(54) \$	658 677	213 547	352 370
2049	18,3	6 671	162,8	54 317	0	(54) \$	669 292	216 646	351 727
2050	18,1	6 606	166,1	54 865	0	(55) \$	680 328	219 871	351 112
2051	17,9	6 544	169,4	55 437	0	(55) \$	691 776	223 219	350 522
2052	17,8	6 485	172,8	56 031	0	(56) \$	703 630	226 689	349 956
2053	17,6	6 428	176,3	56 647	0	(56) \$	715 884	230 277	349 413
2054	17,5	6 373	179,8	57 286	0	(56) \$	728 535	233 984	348 890
2055	17,3	6 320	183,4	57 946	0	(57) \$	741 578	237 807	348 387
2056	17,2	6 269	187,0	58 627	0	(57) \$	755 012	241 747	347 902
Somme		367 179		2 200 992	(280 000)		25 289 803	8 334 755	15 302 198

La courbe de production

Les données de production à long terme ont été obtenues en conjuguant les données provenant de quatre sources : 1) le résultat des divers essais de production réalisés sur les puits Galt #1, #2 et #3 conduits entre 2003 et 2011 ; 2) les résultats des essais de production de l'hiver 2015 au puits Galt#4HZ ; 3) les données de l'essai d'extraction prolongé au puits Galt#4HZ, et 4) les courbes de déclin provenant de gisements pétroliers dans des calcaires fracturés (gisements analogues).

La courbe ainsi utilisée permet d'évaluer la production d'un puits type sur le gisement de Galt. On peut noter un déclin relativement rapide pour les trois premières années de production s'enchaînant par la suite avec un déclin très faible sur plusieurs décennies. Ce type de courbe est caractéristique des réservoirs fracturés à travers le monde et les données de production actuellement disponibles pour Galt le confirment également.

L'évolution du prix du pétrole

Le pétrole produit à partir des puits est de bonne qualité. Selon les discussions tenues par Junex avec différents raffineurs, considérant les propriétés du pétrole produit à Galt et l'offre mondiale disponible pour ce type de pétrole, sa valeur est celle du « *West Texas Intermediate* » (WTI). Junex a utilisé la prévision du prix du pétrole de la firme de consultant *GLG Petroleum* prédisant le prix du pétrole ainsi que le taux de change US-CAD jusqu'en 2025.¹ Passé cette date, une augmentation de 2 % annuelle a été appliquée ce qui correspond à la cible d'inflation de la politique monétaire canadienne.

Les valeurs finales sont importantes, mais, à titre de comparaison, la valeur du pétrole en 1976 était d'environ 15 \$CAD/bbl. Durant les quarante dernières années, les prix ont beaucoup varié allant jusqu'à septupler pendant les environnements de prix élevés.

La variabilité du prix du pétrole reste difficile à prédire. Généralement, celle-ci est ignorée, comme dans ce cas-ci, dans les prédictions pour ne retenir que les tendances de fond. Ces variations viendront affecter les marges bénéficiaires ainsi que le revenu de Junex et du Gouvernement du Québec dans le temps.

Redevances

Pour le calcul des redevances, le régime en vigueur au moment de la réalisation de l'évaluation économique a été utilisé. Le régime actuel semble bien adapté à la situation au Québec. En effet, même sur un scénario étendu sur quarante ans, Junex ne recouvrera pas ses dépenses d'exploration réalisées au cours de dix dernières années en considérant l'ampleur de la production de ces quatre (4) puits. Dans le cas actuel, le système semble donc bien adapté.

La rentabilité est importante pour la mise en production car le coût marginal de mise en production est faible et ne considère pas l'investissement fait préalablement durant la phase d'exploration initiale. Il s'agit ici d'une analyse économique à la marge ne considérant pas un projet dans son ensemble. Une augmentation des redevances augmenterait le temps de recouvrement de l'investissement initial et par conséquent découragerait l'investissement.

¹ <https://www.glg.com/price-earnings>

Frais de démarrage d'exploitation

Ces frais consistent en l'estimation des coûts liés à l'ensemble des demandes de permis et d'autorisation qui seront requis, aux modifications du terrain et à l'instrumentation des sites pour une production sur une longue durée. Ces frais ne considèrent pas l'ensemble des investissements qui ont été nécessaires pour atteindre le stade d'exploitation, mais uniquement les frais en considérant la situation actuelle des équipements présents.

Coûts d'exploitation

La valeur présentée dans le tableau englobe la totalité des coûts liés à l'exploitation en fonction de la production. Ces coûts englobent deux types de dépenses, soit les dépenses fixes et les dépenses variables en fonction de la production. Les dépenses fixes incluent les travailleurs, le déneigement, l'entretien des sites, les achats de carburants, les réservoirs en surface, les génératrices ainsi que les unités de traitement tandis que les dépenses variables en fonction de la production incluent le transport, la maintenance et l'entretien des puits. Certains coûts comme les réservoirs et génératrices représentent des achats. Dans ces cas, les coûts d'achat ont été répartis sur la vie utile prévue des équipements.

Présentement, il est difficile d'évaluer les coûts sur quarante (40) ans. Afin de simplifier le modèle et d'être le plus fidèle à la situation actuelle, les coûts actuels ont été répétés d'année en année. L'augmentation du coût par baril est causée par la diminution de la production.

Étant donné que les frais fixes ne changent pas en fonction du niveau de production, une diminution de celle-ci affectera les marges bénéficiaires si le prix de vente ne suit pas la même tendance. À l'inverse, ces frais fixes ne seront pas répétés lors d'une nouvelle mise en production d'un puits. Il est donc important de constater que la portion non-développée de la superficie demandée (Étude 2) présente ici un grand intérêt, car tout nouveau puits producteur viendra augmenter la rentabilité de la production actuelle.

Il est possible que certains coûts comme le carburant puissent augmenter dans le temps et qu'à l'opposé certains coûts puissent diminuer par gain d'efficacité, par le développement de solutions plus efficaces liées à des technologies existantes et nouvelles ou à la suite d'une augmentation du volume de production associé à des nouveaux forages. En fait, il semble plus probable de voir les coûts d'exploitation par baril diminuer avec le temps que d'augmenter comme dans le scénario présenté.

Le fait d'associer les coûts d'exploitation futurs aux coûts actuels permet de constater que si la courbe de production n'est pas celle espérée, la rentabilité associée à la mise en production d'un puits est difficilement remise en cause. En effet, il est possible de voir que même à des niveaux de production aussi bas que 18 bbl/j pour l'ensemble de quatre (4) puits, un profit est encore généré en considérant le prix du pétrole actuel.

Revenus pour Junex

Les revenus pour Junex ont été calculés en multipliant la production annuelle par le coût de vente moyen et en soustrayant les redevances et les coûts d'exploitation.

Revenus pour le Gouvernement

Lors de la mise en production des puits, le Gouvernement aussi aura accès à des revenus. Ceux-ci ont été calculés en additionnant les redevances avec la quote-part d'Investissement Québec dans la compagnie Junex et l'impôt de 11,9% calculé à partir des revenus.

Ces revenus sont directement liés au cours du prix du pétrole et aux coûts d'exploitation. Ils seront donc variables dans le temps. Le scénario présenté dans le tableau 1 les évalue en fonction d'un scénario précis. Se référer aux sections qui traitent des coûts d'exploitation et du prix du pétrole pour plus de détails concernant les variations possibles.

Retombées économiques

En plus des revenus, les retombées économiques du projet profiteront au Gouvernement. Celles-ci ont été calculées en additionnant les coûts d'exploitation comme les travailleurs, le carburant, le déneigement et entretien des sites et le transport.

Valorisation du gaz naturel

Le gaz naturel produit n'a pas été inclus dans cette analyse puisque Junex n'a présentement pas de projet de valorisation économique du gaz pouvant être mis en place rapidement. De plus, l'entreprise croit être en mesure de gérer le gaz sans engendrer de dépenses.

Cependant, cette situation n'est pas la vision à long terme de la compagnie. Plusieurs projets sont présentement évalués afin d'attribuer une valeur économique au gaz, notamment celle de se connecter au futur pipeline promu par la compagnie Tugliq² ou encore livrer le gaz à une entreprise aux alentours comme Junex l'avait fait par le passé³.

Discussion sur l'évaluation économique de la situation actuelle

Bien que certains intrants sont très variables de par leur nature et qu'il est difficile de prévoir l'environnement macro-économique futur, cet exercice permet d'illustrer que la rentabilité de la mise en production des puits actuels est très probable, et ce pour deux principales raisons : le faible montant de dépenses d'investissement nécessaire pour la mise en production et les faibles coûts d'exploitation.

Junex évalue à environ 280 000 \$ le montant qui devra être investi en demandes d'autorisation et travaux d'aménagement afin de permettre la production à long terme. Selon les productions actuelles, ce montant devrait être remboursé en environ 4 mois.

L'étalement du scénario permet aussi de constater que même à des débits moins élevés, les coûts de production restent inférieurs à la valeur de vente, et ce, même dans des situations du prix du pétrole peu élevé. À titre de référence, au mois de septembre 2016 Junex a vendu le pétrole en

² Voir https://docs.ncb-one.gc.ca/-eng/ll_sap_d1_fv_11&objId=302744&objAction=browse&viewType=1&gc_lang=en_LS

³ Voir https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE_5673-MS

moyenne à 58.9 \$/bbl, ce qui équivaut au coût de production estimé associé à une production globale d'environ 19 bbl/jour.

Pour le Québec, les avantages économiques de la mise en production de Junex sont multiples. Premièrement, les retombées économiques assurent un gain de base constant pour la région, car ils sont liés aux coûts d'exploitation qui sont réalisés en Gaspésie et profitent directement à la région. Deuxièmement, par les redevances, les impôts et la participation d'Investissement Québec, les Québécois profitent de revenus variables qui leur permettront de profiter de plus grand revenus lorsque les prix du pétrole sont élevés ou lors de marge bénéficiaire plus élevée.

Finalement, Junex croit qu'il est clairement démontré à l'aide de ce scénario qu'il est rentable et profitable de produire les puits existants aussi bien pour l'ensemble des Québécois que pour Junex. De plus, la mise en production des actifs présents permettra de diminuer les coûts marginaux d'exploitation des prochains puits, ce qui favorisera les décisions pour de nouveaux investissements. Inversement, la production future des puits de développement viendra diminuer les coûts d'exploitation par baril et donc d'augmenter les marges de profit.

Étude 2 - Évaluation économique pour la portion non développée du bail

Cette portion de l'évaluation économique est une discussion sur les différents paramètres qui viendront influencer la prise de décision d'investissement afin de continuer le développement. Toutefois, chaque nouveau puits ayant un coût d'opportunité pour la mise en production positive suite à la réalisation du forage sera mis en production, peu importe le montant investi auparavant. En conséquence, chaque nouveau puits producteur viendra bonifier la première portion de l'évaluation économique à partir du moment où la décision d'investissement sera prise.

Il est important d'inclure dans le bail une superficie non développée, car celle-ci ajoute de la robustesse sur le long terme à l'évaluation précédente qui concluait déjà qu'il est profitable de mettre en production les actifs actuels.

Éléments importants pour le développement de l'ensemble du bail

En raison des différents travaux réalisés par Junex dans le passé, la compagnie a grandement « dérisqué » la superficie. En effet, grâce aux différents puits et surtout au puits Junex Galt #411Z, Junex a éliminé le risque d'exploration qui consiste à savoir si le système pétrolier a fonctionné. Il est maintenant clair, géologiquement, qu'il y a présence d'une roche mère ayant généré du pétrole, qu'il y a eu migration de ce pétrole vers des réservoirs, qu'il y a présence d'une roche couverture permettant de conserver le pétrole en place et que la roche présente des qualités réservoir permettant une mise en exploitation rentable.

À l'aide du levé sismique, il est de plus possible d'étendre à l'ensemble de la superficie demandée le modèle géologique développé avec succès par l'équipe de Junex durant les dernières années et qui a mené à la découverte du puits Junex Galt #411Z.

Ce risque majeur d'exploration du projet ayant été éliminé, la décision d'investissement et la vitesse à laquelle le capital sera déployé seront donc évaluées en fonction des différents risques associés aux éléments suivants :

- Les coûts de forages et de mise en production
- Le prix de pétrole à court terme
- Les faibles coûts d'exploitation marginaux et le système de redevance
- La courbe espérée de la production

Pour prendre une décision d'investissement, Junex utilise l'ensemble des critères usuels de prise de décision d'investissement, mais porte surtout son attention sur la période de recouvrement de son investissement initial (« *pay-out time* »)

Les coûts de forage et de mise en production

Les coûts de forage et de mise en production sont prévisibles. Il est possible de les diminuer grâce à des économies d'échelle sur le nombre prévu de forages dans un programme et à l'aide de plate-forme multi puits. Ses économies d'échelle peuvent être importantes, soit dans l'ordre de millions de dollars. Plus les coûts sont bas et plus le recouvrement de l'investissement est rapide.

Le prix du pétrole à court terme

Comme mentionné dans la première section, il est difficile de prédire le prix du pétrole. Cependant, ce prix aura une grande influence sur les profits générés dans les premières années et possède la plus grande influence sur le risque d'investissement. Donc, dans un environnement de prix élevé, les pressions pour un développement rapide seront fortes, car le risque lié au recouvrement de l'investissement sera faible. Il est donc important d'être prêt lorsque cette opportunité de marché se présentera.

La courbe de production type

Le second facteur qui amène un risque important pour le recouvrement de l'investissement est la courbe espérée de la production. Cette courbe dépendra, entre autres, de la géologie rencontrée lors du forage, du succès du positionnement du puits, de sa longueur et de la variabilité des propriétés réservoir de la roche. Présentement, la meilleure estimation est basée sur la production du puits Junex Galt #411Z, mais chaque nouveau puits producteur viendra la préciser et diminuer l'incertitude.

Les faibles coûts d'exploitation marginaux et le système de redevances

Étant donné la présence d'une production de base qui nécessite des coûts fixes de production, ceux-ci ne seront pas répétés lors d'une nouvelle mise en production. Dans ce contexte et basé sur la production réalisée au puits Junex Galt #4H7, les coûts d'exploitation marginaux d'un nouveau puits seront d'environ 10\$/bbl. Dans ce contexte, les marges bénéficiaires sont grandement améliorées les premières années ainsi que le recouvrement de l'investissement. Il est donc important pour la compagnie d'avoir une production de base, car elle influence la décision de l'investissement futur.

Le régime de redevances en place influencera aussi la décision d'investissement. Un régime trop agressif dans les premières années aura pour effet de retarder le recouvrement de l'investissement et sur le long terme, aura pour effet de devancer la fin de vie du puits si les redevances ne prennent pas en compte les coûts d'exploitation.

La prochaine phase du projet

Présentement, Junex désire réaliser quatre (4) nouveaux puits pour la prochaine phase. Selon une analyse interne, l'ensemble des éléments économiques qui influent sur la durée du recouvrement de l'investissement est acceptable pour la compagnie en ce moment considérant les risques associés à chacun des facteurs. Les puits seront donc réalisés lorsqu'un financement sera possible. Ces puits viendront aussi préciser les courbes de production type dans le secteur de Galt.

En ayant plus de précision sur la production espérée, la compagnie sera en mesure d'arrimer le développement optimal de la ressource avec les conditions du marché et ainsi maximiser les revenus pour la compagnie et le Gouvernement du Québec.

Retombées économiques pour l'état du projet de développement

Plusieurs retombées économiques directes sont associées au projet de développement. Junex évalue à environ 60 % des coûts des forages qui sont des retombées économiques directes réalisés entièrement au Québec. Ceci représente ponctuellement environ 4 millions de dollars par forage

auxquels s'ajoutent les retombées liées à la production tel que décrit dans la première étude. Pour l'ensemble de la superficie demandée, le développement peut représenter plusieurs centaines de millions de dollars en retombées économiques. Ceci est possible grâce à la structure de Junex qui possède et opère ses propres équipements de forage.

De plus, le développement nécessite une équipe permanente de professionnel (géologues, ingénieurs et comptables). Ceci représente actuellement au sein de la compagnie Junex une quinzaine d'emplois dans un siège social implanté dans la ville de Québec en plus d'environ 25 emplois de terrain situés directement à Gaspé.

Conclusion

Pour Junex, l'évaluation économique de la superficie demandée dans la demande de bail est positive. La première étude démontre qu'il est rentable de mettre en production les puits actuels (Junex Galt #411Z; Junex Lemaire Hydro-Québec Galt #2; Junex Lemaire Hydro-Québec Galt #3 et Junex Galt HZ#5) tandis que la deuxième étude met en lumière l'importante diminution du risque d'exploration pour la superficie non développée et les différents facteurs qui influenceront la décision d'investissement et la vitesse du développement. Ces facteurs varieront dans le temps ce qui rend certains environnements économiques plus intéressants pour l'investissement que d'autres. Il est donc important d'être prêt afin de saisir ces opportunités. De plus, il est important de considérer les deux études conjointement, car elles sont interdépendantes et se bonifient mutuellement.

Pour le Gouvernement du Québec, cette évaluation est aussi positive. En effet, il sera en mesure d'obtenir des revenus directs de la mise en exploitation et de profiter des fluctuations du prix du pétrole. De plus, il pourrait aussi bénéficier de plusieurs centaines de millions de dollars en retombées économiques directes en plus conserver une quarantaine d'emplois bien rémunérés lors du développement futur. Plus de la moitié de ces emplois directs seraient préservés en Gaspésie.

Annexe 3

Junex inc, Demande de bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel Réservoir Junex Galt-Sud-Ouest, Canton de Galt, Gaspésie : Document présenté au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec, 7 septembre 2016, 48 p.



Demande de bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel
Réservoir JUNEX Galt-Sud-Ouest, canton de Galt, Gaspésie



Document présenté au

*Ministre de l'Énergie et
des Ressources Naturelles
du Québec*

Date : 7 septembre 2016

Demande de bail d'exploitation présentée par

JUNEX inc.
2795, boulevard Laurier, Bureau 200
Québec, Québec
G1V 4M7

Informations importantes

Document à produire	Art. RPGNRS	Référence
Carte topographique du territoire de 20 km ² faisant l'objet de la demande	Article 82.1	Annexe 1
Carte structurale temporelle du toit du gisement (Fm de Forillon), à l'échelle 1:10 000 et dont l'intervalle des contours des courbes isochrones est d'au moins 25 millisecondes	Article 82.2	Annexe 3
Profil sismique entier dont la localisation est la plus rapprochée de la culmination du gisement, lequel est interprété de façon à illustrer les diverses relations stratigraphiques et structurales	Article 82.3	Annexe 3
Païement du loyer annuel du bail = 7 160 \$ (20 km ² x 358 \$ le km ²)	Article 82.4	Chèque ci-joint
Païement des frais de la demande au montant de 5 108 \$.	Article 82.5	Chèque ci-joint
a) le type de piège stratigraphique ou structural ainsi que le nom de la formation géologique et le type de roches ou de sédiments qu'il contient	Article 86.1	Page 12
b) la superficie du gisement déterminée par la projection verticale de l'aire de fermeture au toit du gisement		Page 12
c) la profondeur du gisement à son point culminant		Page 12
d) l'épaisseur moyenne du gisement		Page 12
e) la porosité et la perméabilité du gisement		Page 12
f) la saturation en eau du gisement		Page 12
g) la température du gisement		Page 12
h) la pression absolue statique originale du gisement		Page 12
i) l'analyse des fluides et des gaz selon les conditions de température et de pression du gisement		Page 18
Résumé des travaux d'exploration effectués antérieurement à la demande du bail, des essais d'écoulement de puits et de la capacité de production telle que déterminée au paragraphe 2 de l'article 90 pour chaque puits du gisement	Article 86.2	Page 21 Annexe 6
Programme de développement et d'aménagement du gisement	Article 86.3	Page 23
Estimé de la réserve recouvrable de pétrole et de gaz naturel ainsi qu'un exposé de la façon dont est calculé cet estimé.	Article 86.4	Annexe 4
Suite à l'essai de production : la nature des fluides et des gaz présents	Article 90.1	Annexe 5
Suite à l'essai de production : capacité de production du puits calculée en mètres cubes de fluide ou de gaz par jour	Article 90.2	Page 17 Annexe 6
Suite à l'essai de production : caractéristiques du gisement nouvellement acquises	Article 90.3	Information à venir, transmise dans les rapports annuels et mensuels du bail

Table des matières

<i>Introduction</i>	5
<i>Localisation</i>	5
<i>Historique du gisement</i>	7
Le gaz et le pétrole à Galt	7
Statut actuel des puits sur le gisement de Galt	9
Bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel 2003BP109	10
<i>Description technique du réservoir</i>	12
<i>Caractéristiques du gisement</i>	12
<i>Caractéristiques du réservoir</i>	12
Capacité de production des puits	13
<i>Interférence entre les puits</i>	13
Dimensions du réservoir	13
<i>Estimation des réserves</i>	15
Production annuelle	16
<i>Analyses d'hydrocarbures</i>	18
<i>Résumé des travaux antérieurs</i>	21
<i>Programme de développement et d'aménagement</i>	23
<i>Loyer annuel</i>	23
<i>Références</i>	24
<i>Abréviations importantes</i>	25
Annexe 1 - Localisation du gisement de Galt	26
Annexe 2 - Historique d'exploration dans le secteur de Galt par JALTIN/JUNEX	28
Annexe 3 - Cartes et caractéristiques du gisement de Galt	31
Annexe 4 - Estimation des réserves du gisement de Galt	34
Annexe 5 - Résultats des analyses du pétrole et gaz naturel au gisement de Galt	36
Annexe 6 - Présentation complète des travaux antérieurs réalisés sur le gisement de Galt	40
Annexe 7 - Carte utilisée pour la planification de travaux sur Galt	46

Nom du requérant : **JUNEX inc.**

Adresse du requérant : 2795, boulevard Laurier, bureau 200, Québec (Québec) G1V 4M7

Demande de bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel

Rédigé par : **Jean-Sébastien Marcil, ing., M.Sc.**
Chef de l'Exploration, JUNEX inc.

Avec la collaboration de

Jérémie Lavoie, ing. MBA, géophysicien et chargé de projet

Nabila Mechti, Géo M.Sc., géologue d'exploration

Luc Massé, ing. M.Sc., responsable ingénierie de réservoir

Révisé par : **Mathieu Lavoie**
Vice-Président Exploitation, JUNEX inc.

Introduction

Le présent document a pour but de répondre aux exigences de la demande de bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel tel qu'indiqué par le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel, la saumure et les réservoirs souterrains* du Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles du Québec et la *Loi sur les Mines* du Québec.

L'objet de cette demande couvre une superficie de 20 km² dans le Canton de Galt dans l'est de la Gaspésie. En 2014, un réservoir de pétrole y a été découvert sur le permis 2008PG989 par la compagnie JUNEX inc. de Québec et pour le moment, des réserves prouvées de ~3 180 m³ (~20 000 bbl) ont été assignées à ce réservoir. La formation géologique contenant le pétrole et le gaz naturel est la Formation de Forillon, appartenant au Groupe des Calcaires Supérieurs de Gaspé. Le réservoir est localisé à une profondeur variant de 500 à 2000 mètres sous le niveau moyen des mers, et à court terme, son débit journalier sera de 12 m³ (±75 barils de pétrole par jour).

Actuellement, la grande majorité de la production proviendra du puits Junex Galt #4HZ (C139-R1) avec des apports sporadiques provenant du nettoyage (*stripping*¹) des puits Junex et al. Galt #1, #2 et #3. Les études externes commandées par Junex sur l'évaluation des ressources pétrolières potentiellement récupérables sur l'ensemble du permis estiment que près de 80 millions de barils pourraient être pompés à l'aide de la méthode du forage horizontal. Les travaux prévus au cours des années à venir viseront à valider ces estimations de potentiel.

Localisation

Le réservoir Junex-Galt-Sud-Ouest (*Galt-SO*) est situé dans le canton de Galt à 20 kilomètres à l'ouest de la ville de Gaspé et à 70 kilomètres à l'est de Murdochville (figure 1). Le site d'exploitation est localisé au nord de la route 198 (figure 2). On accède aux sites de production et d'exploration par des chemins forestiers reliés à la route provinciale 198. Le puits producteur principal est le puits *Junex et al. Galt 4HZ (C139-R1)*. Ce puits Galt#4HZ est actuellement en période d'essai de production prolongé et produit du pétrole léger.

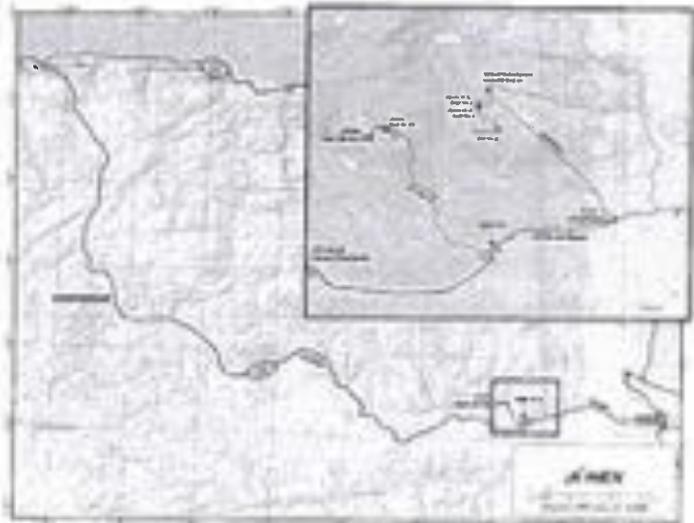


Figure 1 : Localisation du gisement

¹ Selon les normes de l'industrie pétrolière nord-américaine, un « *stripper well* » est un puits en production par pompage avec une capacité journalière inférieure à 25 barils par jour (<4m³). Selon l'Energy Information Agency (EIA) les puits *stripper*, ou des puits qui produisent de faibles volumes, représentent une part importante de la production totale de pétrole et de gaz naturel des États-Unis. Ces puits marginaux sont caractérisés comme produisant moins de 15 barils d'équivalent pétrole par jour sur une période de 12 mois. EIA estime qu'il y avait environ 380 000 puits *stripper* de pétrole (ainsi appelés parce qu'ils sont vidés de leur volume de pétrole accumuler de manière périodique) aux États-Unis en exploitation à la fin de 2015, comparativement à environ 90 000 puits de pétrole normaux.

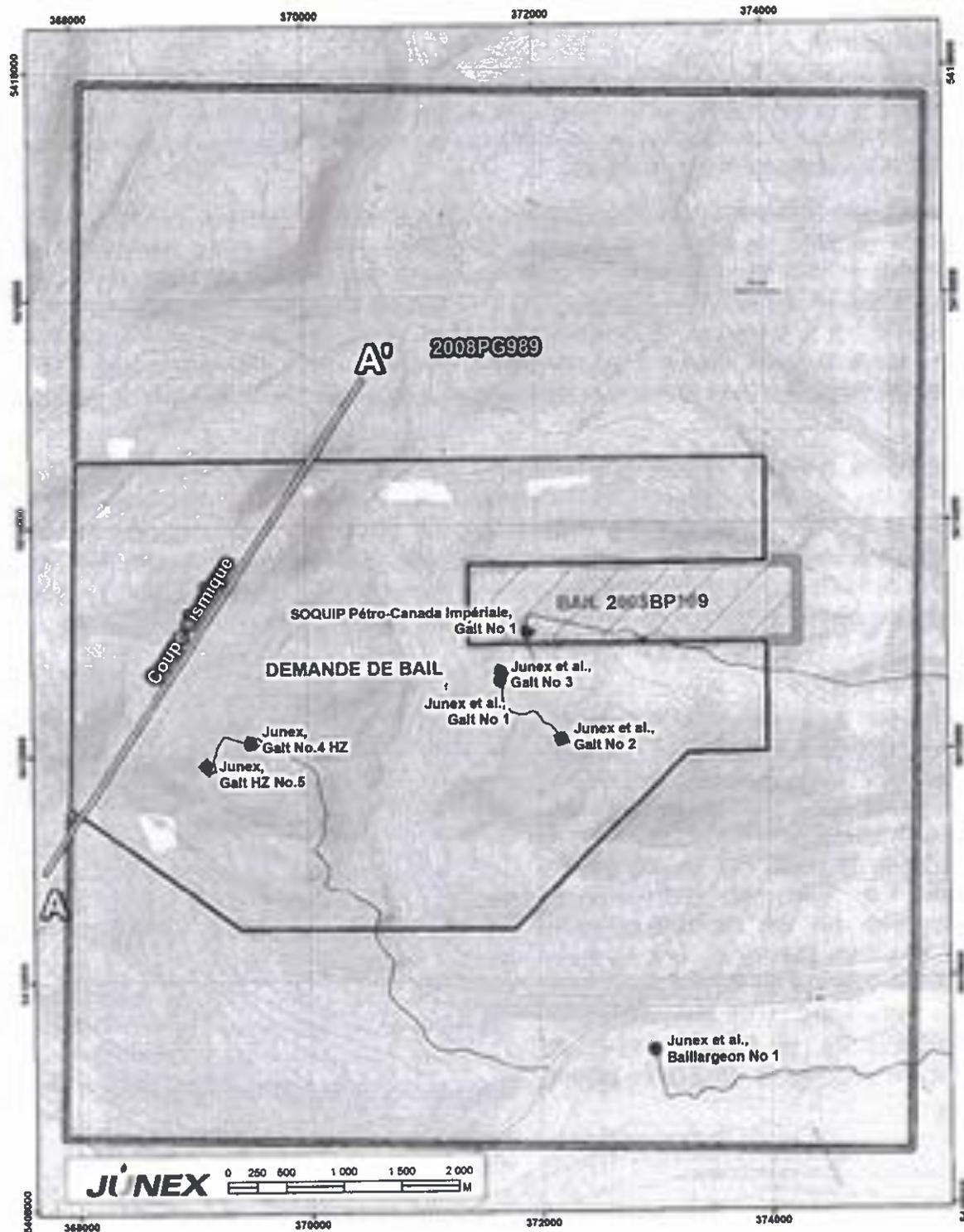


Figure 2 : Localisation du bail d'exploitation demandé et du bail actuel 2003BP109
 La carte de localisation à l'échelle 1 :10 000 est présentée dans l'annexe 1.

Historique du gisement

Le projet Galt couvre une superficie de 16 645 acres (68 km²) située à 20 kilomètres à l'ouest de Gaspé. Il s'agit du projet pétrolier le plus avancé au Québec en termes de connaissances géologiques et d'ingénierie, ainsi qu'en termes de délimitation de la structure, de puits forés et de potentiel de ressource. Sur la base de l'information divulguée publiquement, le projet Galt est également celui qui, selon les évaluations indépendantes, contient la plus grande quantité de ressources de pétrole contingentes découvertes ainsi que de ressources prospectives non-découvertes en Gaspésie.

Le gaz et le pétrole à Galt

En 1983, le puits SOQUIP-Petro-Canada-Imperial Galt # 1 (C100) a obtenu de forts indices de gaz naturel dans les calcaires dévoniens fracturés de la Formation de Forillon à une profondeur de 2300 mètres. En 1993, le puits fut ré-entré pour une acidification par Les Ressources Naturelles Jaltin Inc. qui obtint un débit de 7 bbl/j (1,1 m³/j) de pétrole à 46° API. Les travaux dans le puits se sont poursuivis en 1994 pour tester le gaz et, suite à un nettoyage à l'acide, des tests de débit ont obtenu un taux de production approximatif de gaz de 225 mcf/j avec des pointes atteignant 2,0 mmcf/j.

Le forage de JUNEX-Lemaire-Hydro-Québec Galt #2, d'une profondeur totale de 2 247 mètres, a été réalisé à l'automne 2002. Localisé à 900 mètres du puits producteur, Galt #2 a rencontré des indices d'huile et de gaz naturel entre les cotes 2 000 et 2 247 mètres dans la formation de Forillon. Le puits Junex et al. Galt #2 a par la suite été approfondi jusqu'à 2 700 mètres au cours des mois de juin et juillet 2003, mais la zone réservoir produisant le gaz naturel au puits Soquip et al. Galt #1 n'a pas été rencontrée. Le puits demeure sous observation bien qu'aucune production commerciale d'hydrocarbures ne soit envisagée pour le moment. Foré en 2003, le puits JUNEX-Lemaire-Hydro-Québec Galt #3 a atteint une profondeur totale de 2 343 mètres. La présence de gaz naturel et de pétrole a été observée dans la zone réservoir qui produit le gaz naturel au puits Soquip et al. Galt #1, mais la perte d'équipement dans le trou a nécessité l'abandon de cette zone et a obligé les partenaires de faire au nouveau drain. Hydro-Québec a par la suite renoncé à son intérêt dans le projet.

La présence de brèche de dissolution et de dolomie hydrothermale dans le puits Galt #3 a encouragé la poursuite des recherches autour de ce nouveau modèle d'exploration. JUNEX a identifié des cibles de forage dans la région et un quatrième puits (Junex et al Baillargeon #1) sera foré et complété avant la fin de l'année 2006 afin d'atteindre des zones de brèches principales délimitées par l'analyse des données de forage, de géochimie, de géophysique et structurales recueillies à ce jour. Un nouveau programme d'acquisition de données sismique 2D a ensuite été réalisé en 2008 ce qui a fourni une meilleure image de la structure de Galt. En effet, les nouvelles données ont indiqué que le sommet de la structure était plus à l'ouest des puits Galt #1, #2 et #3.

En 2012, Junex a foré le puits vertical Junex Galt #4 dans la zone du sommet de la structure. Le but principal de ce puits était de confirmer la présence du pétrole, de confirmer la présence de la

dolomie hydrothermale et de confirmer l'orientation des fractures naturelles dans le réservoir du Forillon.

En 2014, suite à l'évaluation de l'ensemble des données pétrolières disponibles, notamment celles du puits Galt #4 vertical, Junex a amorcé le forage du puits horizontal Junex Galt #4HZ. Le puits a été foré horizontalement à partir du puits existant Galt #4 vertical à une profondeur totale mesurée de 2 400 mètres, incluant 1 503 mètres forés dans le réservoir de pétrole (figure 3). Plusieurs indices de pétrole significatifs associés à la porosité de fractures ont été enregistrés pendant le forage dans le réservoir. Des diagraphies détaillées, prises à l'aide d'instruments spécialisés, ont été acquises et indiquent clairement que le réservoir de pétrole du Forillon est intensément fracturé. Ce puits a atteint l'objectif de rencontrer un nombre optimal de fractures verticales naturellement présentes dans le réservoir du Forillon.

De décembre 2014 à mars 2015, plusieurs tests de courte durée ont été menés sur le puits. Durant cette première phase d'essais de production, le puits Galt #4HZ, Junex a donc récupéré un volume total de 7 200 barils de pétrole léger à partir de ses essais de production et de ses opérations de nettoyage/pistonnage du puits.

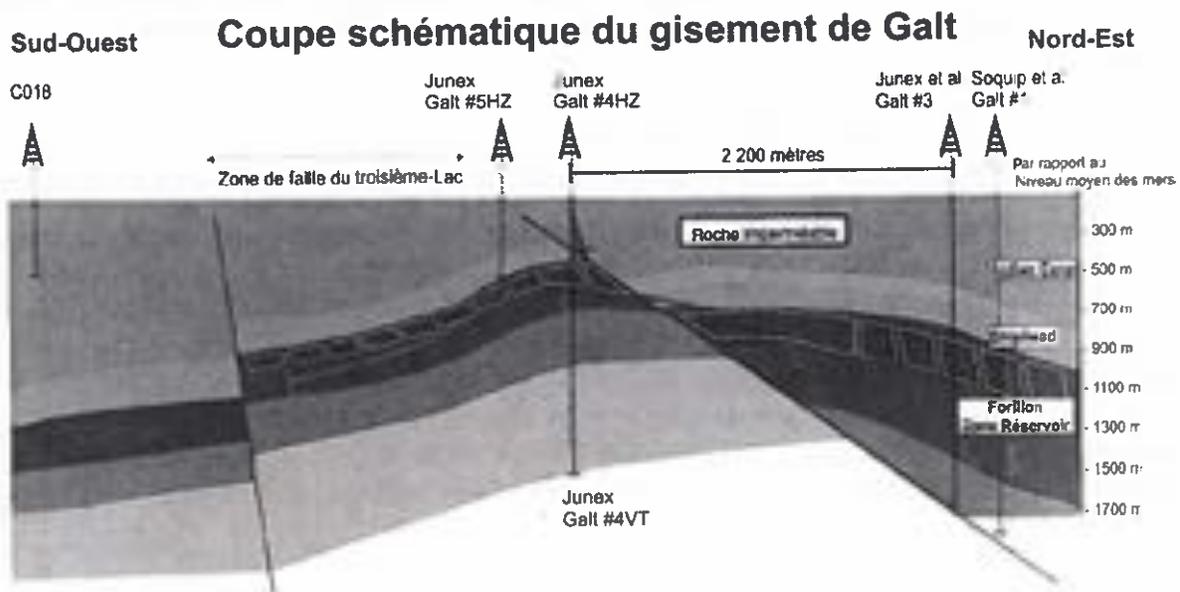


Figure 3 : Coupe schématique des puits d'exploration de Galt

La seconde phase d'essais a débuté au début du mois de juin 2016 après réception par la compagnie des approbations du Gouvernement du Québec qui lui ont permis 180 jours d'essais de production additionnels, ce qui portera à 240 le nombre total de jours d'essais de production dans ce puits. Le but premier de l'essai de production prolongé au puits Galt #4HZ est d'acquies des informations de réservoir supplémentaires afin de mieux déterminer le débit de production optimal de ce puits et des autres puits à être forés sur la propriété de Galt. Le programme d'essais

de 180 jours inclut la production du puits à différents débits et dans différentes portions du drain horizontal qui est situé dans le réservoir de pétrole du Forillon.

À la fin du mois de juin 2016, le puits a produit environ 1 620 barils de pétrole léger depuis le début de la phase d'essai de production qui a débuté le 1^{er} juin. À cette date, la production cumulative du puits lors des différents essais de production était d'environ 9 650 barils de pétrole léger sur un total de 90 jours, incluant les jours de production à faible débit en raison des ajustements de la pompe. Le puits Galt #4HZ produit un pétrole léger d'excellente qualité. Afin de permettre à Junex d'obtenir le meilleur rendement financier possible lors de la vente du produit aux raffineurs, le pétrole du puits Galt #4HZ a été soumis à différents échantillonnages et analyses dans le but de déterminer quels en seraient les meilleurs produits de raffinage, notamment des lubrifiants, de la matière première pour la pétrochimie, des additifs d'essence, de l'essence ou autres produits.

Le puits Junex Galt #5HZ, le deuxième du programme d'exploration sur la propriété pétrolière de Galt, a débuté le 24 juillet 2016 et a été foré à une profondeur totale de 2 582 mètres (figure 3). Ce puit a été foré vers l'ouest et a rencontré plus de fractures naturelle que le puits Galt #4HZ, tel que prévu initialement.

Après avoir foré la portion verticale du puits et immédiatement avant l'installation du caisson d'acier intermédiaire, la compagnie a effectué, dans la section supérieure du réservoir de la formation Forillon, un essai aux tiges (« *drillstem test* » ou « DST ») qui a permis de récupérer une colonne de pétrole léger totalisant 475 mètres (8 barils) pendant la période de 1,1 heure du DST. Le caisson intermédiaire a ensuite été installé et la portion horizontale du puits a été forée dans la partie inférieure de la formation géologique de Forillon et la partie supérieure de la formation géologique de l'Indian Point, toutes deux reconnues pour offrir un potentiel pétrolier sur la propriété de Galt.

Des opérations sont actuellement exécutées de manière à mieux évaluer la portion horizontale du puits où nombre d'indices de pétrole et de fractures naturelles ont été observés dans la partie profonde des calcaires du Forillon et dans la partie supérieure de la formation de l'Indian Point.

Statut actuel des puits sur le gisement de Galt

Suite à l'obtention des autorisations nécessaires, le puits C100-R1 a produit du gaz naturel pour différents clients de la grande région de Gaspé de l'hiver 2002 jusqu'à l'hiver 2006. À partir du printemps 2006, la difficulté de trouver un marché stable pour le gaz naturel et la découverte d'indices de pétrole prometteurs dans les puits Junex et al. Galt #2 et Galt #3 a incité Junex à réorienter ses efforts d'exploration et de développement vers des zones réservoirs potentiellement chargées en pétrole léger. Actuellement le statut des puits sur le gisement de Galt est le suivant :

- Le puits SOQUIP Pétro-Canada Impériale, Galt #1 (C100-R1) est complété et il est actuellement suspendu ;
- Les autres puits situés directement au sud du bail 2003BP109, soit les puits Junex Galt #1 (C122), Junex et al. Galt #2 (C124) et Junex et al. Galt #3 (C126) sont tous complétés et sont tous suspendus pour le moment ;
- Le puits Junex Baillargeon #1 (C132) est fermé définitivement (se référer à l'autorisation de fermeture définitive 2008AC132) ;
- L'ensemble des travaux réalisés sur le projet Galt depuis 2002 ont eu pour objectif d'augmenter la superficie du bail 2003BP109. Toutefois, ce n'est que récemment, suite au forage, aux essais de production conduits sur le puits Junex Galt #4HZ (C139-R1) et de la corrélation possible sur la sismique que des résultats suffisamment positifs et corrélable localement ont été obtenus et nous permettent de procéder à une nouvelle demande de bail. Le puits Galt #4HZ est en cours d'essai prolongée avec 180 jours d'essais de production additionnels, ce qui portera à 240 le nombre total de jours d'essais de production dans ce puits ;
- Le puits Junex Galt #5HZ (C145) a été foré en 2015 et des opérations sont actuellement exécutées de manière à mieux évaluer la portion horizontale du puits où nombre d'indices de pétrole et de fractures naturelles ont été observés dans la partie profonde des calcaires du Forillon et dans la partie supérieure de la formation de l'Indian Point. Le puits est présentement fermé et il le demeurera jusqu'à l'automne 2016 afin de prendre des mesures concernant la remontée de pression.

Bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel 2003BP109

Les paragraphes qui suivent présentent une synthèse de l'historique autour du bail 2003BP109. Bien que la production de gaz naturel s'y rattachant soit suspendue depuis 2006, il est important de prendre connaissance de l'ouvrage réalisé car ils sont à l'origine du développement actuel sur Galt.

En 2001, JUNEX a déposé une demande pour obtenir un bail de d'exploitation de pétrole et de gaz naturel autour du puits SOQUIP Galt #1. Le puits *SOQUIP/Petro-Canada/Imperiale Galt #1*, d'une profondeur totale de 2 500 mètres, a été complété en 1983 par SOQUIP (Lavoie, 1983 ; Denis et Boudreault, 1984). Malgré d'excellents résultats, le puits a été abandonné suite à un endommagement majeur du réservoir fracturé. Toutefois, plusieurs entreprises se sont intéressées à ce forage qui avait rencontré d'importantes venues d'huile et de gaz naturel. Avant JUNEX, *Servipetrol Ltd* (Aguilera et Sanchez, 1985), *Gaspésie-Société d'explorations pétrolière et minière Inc* (Lavoie, 1986a), *Pétro-Gaspé* (Lavoie, 1986b) et *Les Ressources Naturelles Jaltin* (Lavoie, 1990 ; Lavoie, 1993 ; Lavoie, 1995) se sont intéressés à ce puits. Les premiers tests de production, suite à la ré-entrée du puits par Jaltin, ont été réalisés par *Eastern Reservoir Services* en 1994. Finalement, des réserves ont été assignées au réservoir Junex-Galt par *Sproule Associates Limited* (Carlson et Crowther, 1995 ; Carlson, 1996) et par *Orion Resources*

Consulting, Ltd (Trevail, 2000). Les résultats de tous ces travaux ont permis d'établir les réserves de gaz naturel prouvées du réservoir Junex-Galt à 500 mmcf (Trevail, 2000). Junex a obtenu son bail de production pour ce gisement de gaz naturel en octobre 2003.

Les travaux de mise en production du gisement par JUNEX ont débuté en 2000. En 2001, un gazoduc de 4,1 kilomètres et un poste de compression situé le long de la route 198 furent installés. Une entente d'approvisionnement de gaz naturel fut conclue en janvier 2002 et les premières livraisons de gaz gaspésien ont débuté en février 2002 et se sont poursuivies jusqu'à la fermeture de la fonderie Gaspé de Murdochville en mai 2002. À l'hiver 2003, suite à une entente avec les Pêcheries Marinard de Rivière-au-Renard, JUNEX reprenait la production du gisement de Galt. Lors de la saison 2004, des levés de pressions, essais de productivité et installations de «*plunger lift*» ont été effectués. En 2005, les partenaires du projet Galt ont procédé à une stimulation du puits, suivi de l'installation de deux pompes de production aux puits Soquip et al. Galt #1 et Junex et al. Galt #3. Les essais de production débutés en 2005 se sont poursuivis en 2006 sur le puits Galt #3. De plus, le puits Junex-Lemaire-Baillargeon #1 a été implanté dans la portion sud de la structure de Galt. Ce puits n'a pas réussi à atteindre les objectifs géologiques identifiés dans le Forillon et a été abandonné en 2008.

Description technique du réservoir

Tableau 1: Caractéristiques du gisement Galt-Sud-Ouest

Type de piège	Anticlinal fracturé
Formation géologique	Forillon
Lithologie	Calcaire siliceux interité de calcaire argileux Essentiellement des micrites et des dolomicrites
Type de porosité	Fractures sub-verticales ouvertes à semi-ouvertes
Surface du gisement	10 à 20 km ²
Rayon d'influence	Estimation actuelle à 150 mètres
Profondeur moyenne	1200 mkb (± 800 m sous nmm*)
Point culminant	600 m sous nmm
Épaisseur du gisement	250 m en moyenne (100 à 700 m)
Porosité	5 à 6 %
Perméabilité	0,01 à 50 mD
Saturation en eau	20-30%
Température du gisement	292,75 K à 1147m TVD Galt#4HZ
Pression statique du gisement	10797 kPaa à 1147 m TVD Galt#4HZ
Réserve prouvée actuelle	3 180 m ³ (20 000 bbl)

*nmm : datum 0 du niveau moyen des mers

Caractéristiques du gisement

Le gisement de Galt est caractérisé par la présence d'hydrocarbure sur une grande épaisseur, une faible porosité et une perméabilité liée à la fracturation et à la bréchification. L'ensemble de la succession de calcaires des formations de Forillon et d'Indian Point rencontrée dans les puits est saturée en hydrocarbure. Toutefois, pour le moment, la zone prospectée pour l'accumulation de pétrole léger est localisée dans le sommet du Forillon. La génération de zones réservoirs est liée à la tectonique coulissante (*strike-slip*) de la faille du Troisième Lac. Les failles secondaires ont favorisé la migration des fluides hydrothermaux et des hydrocarbures vers les zones plus fracturées et possiblement plus poreuses. Plus de détails sont disponibles dans l'annexe 3.

Caractéristiques du réservoir

La zone réservoir de Galt est possiblement constituée de plusieurs types de porosités. Selon les différentes données que JUNEX possède, la porosité observée est secondaire et serait associée à la tectonique et à l'hydrothermalisme :

Tableau 2 : Types de porosités observées à Galt

Matricielle	Micro-porosité primaire des calcaires micritique
Fracture	Porosité secondaire associée à la déformation de blocs rocheux lors d'événements tectoniques
Lessivage	Porosité secondaire associée à la dissolution des carbonates par des fluides acides.
Hydrothermalisme	Porosité secondaire associée à la modification de la géochimie des carbonates (métasomatisme) par des fluides chauds et riches en minéraux (particulièrement Mg).

Capacité de production des puits

Actuellement, le seul puits produisant des volumes de pétrole significatif est le puits Junex et al. Galt #4HZ. Le puits est équipé d'une pompe de type Maxi-Stroke et son débit actuel est d'environ 70 barils par jour, sans production notable d'eau de formation. Au cours des dernières années diverses techniques ont été essayées pour récupérer du pétrole léger aux puits Galt #1, Galt #2 et Galt #3. Pour le moment, la technique de forage horizontal semble la plus adéquate pour récupérer le pétrole accumulé dans le gisement de Galt. Les puits #1, #2 et #3 sont des puits verticaux. La faible perméabilité du calcaire entraîne un remplissage très lent de l'espace creusé par le puits. Ces puits peuvent être vidés de leur contenu de manière ponctuelle à divers périodes de l'année². Leur capacité de production journalière est estimée à environ 1 baril par jour soit un volume inférieur à 1m³. Ces puits peuvent aussi être utilisés comme d'observation du gisement ou bien encore réutilisé plus tard selon les besoins de la compagnie.

Tableau 3 : Caractéristiques des puits exploités sur le territoire de la demande de bail

Puits	Hydrocarbure	Capacité de production (m ³ /j)
Junex et al. Galt #1	Pétrole léger	< 1
Junex et al. Galt #2	Pétrole léger	< 1
Junex et al. Galt #3	Pétrole léger	< 1
Junex et al. Galt #4HZ	Pétrole léger	9,5 à 13,0
	Gaz naturel	Pas comptabilisé
Junex et al. Galt #5HZ	Pétrole léger	Essais en cours

Interférence entre les puits

Aucune interférence n'a été détectée suite à l'observation des puits Junex et al. Galt #1, Galt #2 et Galt #3 lors des périodes d'essais conduites par Junex au cours des dernières années. Les études externes réalisées pour le compte de Junex estiment que le rayon d'influence des puits horizontaux pourrait avoisiner 150 mètres. Les forages à venir permettront de valider ou d'invalider ces estimations.

Dimensions du réservoir

Les puits Junex et al. Galt #2, Galt #3, Galt #4HZ et Galt #5HZ (voir figure 4) ont rencontré des accumulations de pétrole léger dans les calcaires de Forillon. Les dimensions du réservoir restent à être mieux définies. Cependant, les puits Junex et al. Galt #2, Galt #3, Galt #4HZ et Galt #5HZ (voir figure 4) ont rencontré des accumulations de pétrole léger dans les calcaires de Forillon. Ces informations se corrélaient bien à l'information sismique et permet de délimiter, avec un doute raisonnable, une zone à fort potentiel pour répliquer le succès de Galt #4HZ sur une superficie plus grande que 20 km². Étant donné les contraintes réglementaires, une zone de 20 km² est demandée et représente ce que la compagnie est en mesure de développer les prochaines années.

² Les puits sont considérés comme étant des « stripper well » selon les normes de l'industrie.

³ La production de gaz naturel au puits Galt#4HZ n'est pas considérée actuellement. Diverses avenues sont sous études pour déterminer les utilisations possibles du gaz associé à la production pétrolière.

Tableau 4 : Autres données sur les dimensions du réservoir

Superficie du réservoir	10 km ²
Profondeur minimale du réservoir	500 nmm
Épaisseur brute du réservoir	700 m
Épaisseur nette du réservoir	120 m

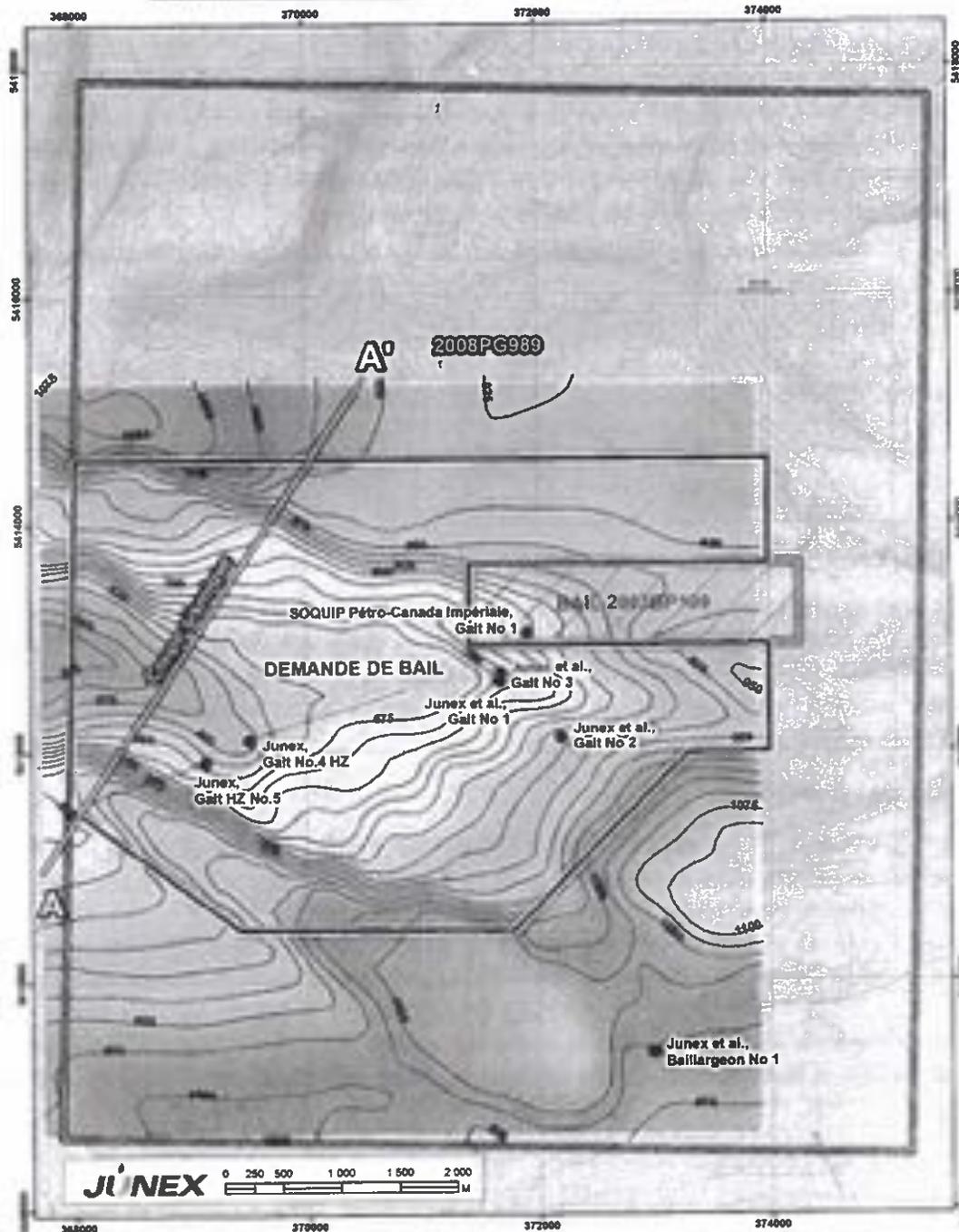


Figure 4 : Extension latérale possible du gisement de gaz naturel de Galt #1 (sur la carte isochrone temps-double)

Estimation des réserves

La compagnie Junex travaille depuis 2009 avec Netherland, Sewell & Associates Inc (« NSAI »), une firme de consultation pétrolière basée au Texas et reconnue mondialement. La mise à jour de NSAI, en date du 31 décembre 2015, établit sa meilleure estimation du volume des ressources de pétrole récupérables sur la propriété de Galt à 23 000 barils qualifiés de réserves prouvées et probables, 8,1 millions de barils qualifiés de ressources de pétrole éventuelles récupérables avant risques et à 71,4 millions de barils qualifiés de ressources de pétrole prometteuses avant risques.

Tableau 5 : Estimation des réserves et ressources de pétrole de Galt

Pétrole découvert sur Galt	Évaluation NSAI	
	(barils de 159L)	m ³
Réserves de pétrole prouvées	20 000	3 180
Réserves de pétrole probables	3 000	477
Ressources de pétrole éventuelles récupérables	8 100 000	1 287 900
Ressources de pétrole prometteuses	71 400 000	11 352 600

Les résultats puits Galt # 4 Horizontal ont incité Junex à demander une nouvelle évaluation des réserves et des ressources potentielles du permis de Galt. NSAI a été mandatée par Junex pour conduire un rapport d'évaluation de ressources (« le Rapport ») sur le Pétrole en place à l'origine (« PEPO ») et sur les ressources éventuelles et prometteuses récupérables avant risques détenues par Junex dans les formations du Forillon et de l'Indian Point du champ de Galt situé dans la Péninsule gaspésienne. Pour ce faire, NSAI a utilisé son expertise dans l'analyse d'autres réservoirs fracturés et le Rapport inclut notamment une analyse pétro-physique détaillée des données de puits disponibles incluant une revue des carottes et analyses de laboratoire disponibles ainsi que des données sismiques 2D. Tous les résultats ont été préparés en accord avec l'Instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières au Canada.

Les réserves sont les quantités restantes estimées de pétrole, de gaz naturel et d'autres substances reliées qui sont anticipées comme étant être récupérables d'accumulations connues, à une certaine date, et qui sont qualifiées en fonction du degré de certitude associé à ces estimations.

Les réserves prouvées sont les quantités de pétrole qui peuvent être estimées être récupérables avec un haut degré de certitude. Il est possible que les quantités de réserves restantes récupérées soient supérieures aux réserves prouvées estimées. Les réserves probables sont les réserves additionnelles dont le degré de certitude de récupération est moindre que celui des réserves prouvées. Il est possible que les quantités de réserves restantes récupérées soient supérieures aux réserves prouvées estimées.

Les ressources découvertes de pétrole en place à l'origine sont les quantités de pétrole estimées à une date précise et contenues dans des accumulations connues avant leur production. Les ressources éventuelles sont les quantités de pétrole estimées à une date précise qui sont potentiellement récupérables à partir d'accumulations connues mais pour lesquelles le projet n'est

pas encore considéré assez mature pour un développement commercial en raison d'une ou plusieurs contingences.

Les ressources éventuelles estimées dans le Rapport le sont sur la base de (1) la démonstration de la viabilité économique du projet de développement (2) l'approbation d'un plan de développement par le conseil de Junex et par les autorités compétentes et (3) une activité de développement avant l'expiration des permis. Si ces contingences sont résolues avec succès, une portion des ressources éventuelles estimées dans ce rapport pourraient être reclassée comme des réserves ; les estimés de NSAI n'ont pas été risqués pour tenir compte de la possibilité que ces contingences ne soient pas résolues avec succès. Il n'y a pas de certitude à l'effet qu'il sera viable de produire commercialement aucune des ressources éventuelles.

Les ressources non-découvertes sont les quantités de pétrole estimées à une date précise et contenues dans des accumulations qui n'ont pas encore été découvertes.

Les ressources prometteuses de PEPO sont les quantités de pétrole estimées à une date précise qui sont potentiellement récupérables à partir d'accumulations non-découvertes. S'il y a découverte, elles seraient techniquement et économiquement viables pour récupération en menant des projets de développement futurs. Les ressources prometteuses ont une possibilité de découverte ainsi qu'une possibilité de développement. Rien ne garantit la découverte de toute partie des ressources non découvertes. En cas de découverte, rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation de toute partie de cette catégorie de ressources. Tous les détails sur les estimations de réserves et la production passée des puits de Galt se retrouvent à l'annexe 4.

Notez que les réserves mentionné sont tous inclut dans la superficie de 20 km² tandis que les ressources sont pour l'ensemble du permis d'exploration 2008PG989.

Production annuelle

La majeure partie de la production du gisement de Galt provient du puits Galt #4HZ. En dehors du puits #4, la production annuelle moyenne est de 83 m³ (520 bbl) selon le rapport de NSAI.

Tableau 6 : Production annuelle rapportée par NSAI (annexe 4)

Année	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Volume (m ³)	75	136	141	33	0	0	29	820
Puits	#2, #3	#1, #2, #3	#2, #3	#3	aucun	aucun	#3	#3, #4HZ

Au cours des années 2015 et 2016, le puits Galt #4HZ a fait l'objet de quelques séries d'essais autorisés par le Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles (MERN). Les résultats des essais prolongés en cours indiquent qu'une capacité de production stabilisée variant de 60 à 80 barils de pétrole par jour serait possible (figure 5). JUNEX termine actuellement la phase d'essai prolongé visant à déterminer le débit stabilisé du puits dans le but d'établir la meilleure méthode de production.

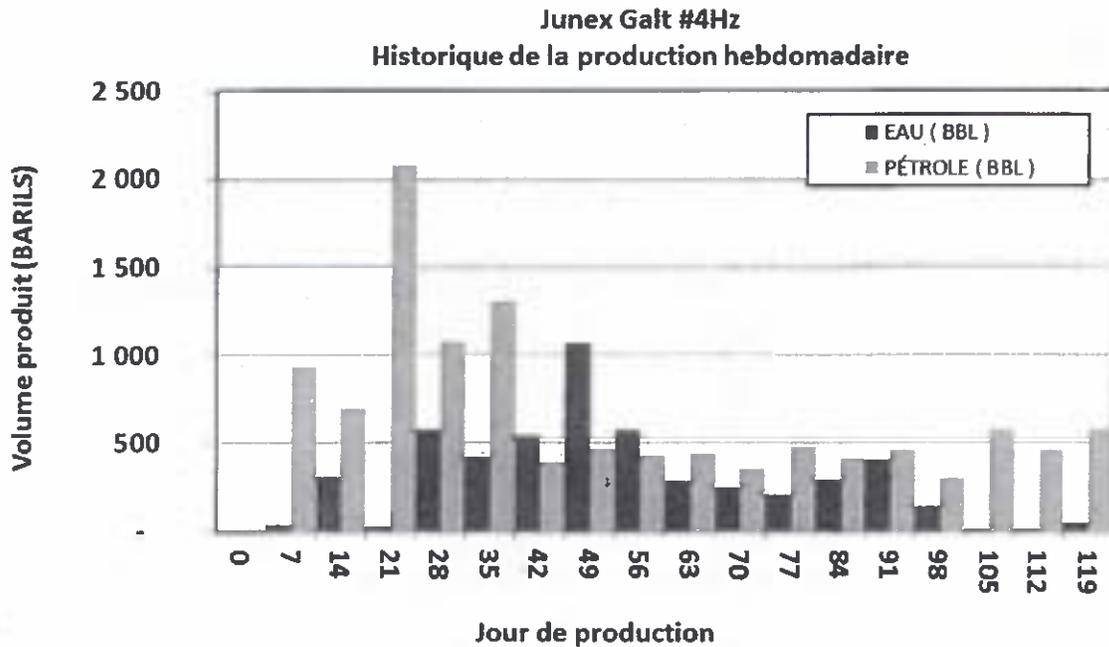


Figure 5 : Production hebdomadaire d'hydrocarbures à Galt #4HZ

Le graphique de la figure 5 montre l'évolution de la production pétrolière sur une base hebdomadaire pour les 120 premiers jours d'essais du puits Junex Galt #4HZ. Il est à noter qu'en cours d'essais des débits variables de production d'eau de formation ont été observés. En juillet 2016, au début de la seconde phase d'essai prolongé du puits, un nouveau design de mise en production a permis d'isoler la zone productrice de pétrole de celle produisant de l'eau. L'origine exacte de l'eau n'est pas déterminée pour le moment. Les volumes d'eau présentement associés à la production pétrolière sont minimes. Le puits est équipé d'une pompe de type Maxi-Stroke et son débit actuel est d'environ 70 barils par jour ($\pm 11,2\text{m}^3/\text{j}$), sans production notable d'eau de formation.

Analyses d'hydrocarbures

Plusieurs analyses de pétrole et de gaz naturel ont été effectuées par Junex sur les puits forés par Junex depuis 2002. Dans la situation actuelle, les résultats d'analyses d'échantillon provenant du puits Galt#4HZ sont les plus représentatifs des hydrocarbures produits dans le réservoir Galt-SO. Ces analyses ont été conduites par le laboratoire CoreLab de Calgary. Les fiches complètes d'analyses sont à l'annexe 5. Le pétrole produit est de type léger très faible en soufre (sans H₂S).

Pétrole léger⁴ Intervalle testé : 897 mkb @ 2400 mkb

Analyse	Fraction molaire
N ₂	Trace
CO ₂	Trace
H ₂ S	0,0000
C ₁	0,0361
C ₂	0,0281
C ₃	0,0468
iC ₄	0,0147
C ₄	0,0444
iC ₅	0,0220
C ₅	0,0384
C ₆	0,0536
C ₇	0,0527
C ₈	0,0875
C ₉	0,0636
C ₁₀	0,0639
C ₁₁	0,0492
C ₁₂	0,0408
C ₁₃	0,0382
C ₁₄	0,0332
C ₁₅	0,0291
C ₁₆	0,0219
C ₁₇	0,0184
C ₁₈	0,0176
C ₁₉	0,0155
C ₂₀	0,1021
C ₂₁	0,0536
C ₂₂	0,0527
C ₂₃	0,0875
C ₂₄	0,0636
C ₂₅	0,0639
C ₂₆	0,0492
C ₂₇	0,0408
C ₂₈	0,0382
C ₂₉	0,0332
C ₃₀₊	0,0291
Densité totale	768,8 kg/m ³ (52,6°API)

⁴ Analyse du pétrole aux conditions pression-température du gisement analysé et calculé par CoreLab (# d'analyse 52134-2015-0217) provenant du contenant V0010055-1 échantillonné par Junex le 12 janvier 2015

Pétrole léger⁵		Intervalle testé : 897 mkb à 2400 mkb	
Analyse		Fraction molaire	
N ₂		0,0000	
CO ₂		0,0000	
H ₂ S		0,0000	
C ₁		0,0000	
C ₂		0,0000	
C ₃		0,0060	
iC ₄		0,0068	
C ₄		0,0282	
iC ₅		0,0213	
C ₅		0,0399	
C ₆		0,0614	
C ₇		0,0582	
C ₈		0,0939	
C ₈		0,0857	
C ₁₀		0,0773	
C ₁₁		0,0593	
C ₁₂		0,0468	
C ₁₃		0,0456	
C ₁₄		0,0386	
C ₁₅		0,0333	
C ₁₆		0,0287	
C ₁₇		0,0217	
C ₁₈		0,0208	
C ₁₉		0,0182	
C ₂₀		0,1171	
C ₂₁		0,0614	
C ₂₂		0,0582	
C ₂₃		0,0939	
C ₂₄		0,0857	
C ₂₅		0,0773	
C ₂₆		0,0593	
C ₂₇		0,0468	
C ₂₈		0,0456	
C ₂₉		0,0386	
C ₃₀₊		0,0333	
Densité totale		787,9 kg/m³ (48,1°API)	

Toutes les analyses de pétrole réalisées à ce jour aux puits Galt #2, Galt #3 et Galt #4HZ démontrent la présence d'un pétrole léger très faible en soufre. Aux conditions de surface, les densités API varient entre 42° et 48°. Une caractéristique importante des pétroles récupérés à Galt est la concentration importante de la suite C₂₀-C₃₀ par rapport à toute la chaîne d'hydrocarbure liquide (C₆₊).

⁵ Analyse du pétrole aux conditions pression-température de surface analysé et calculé par CoreLab (# d'analyse 52134-2015-0217) provenant du contenant 397-8 échantillonné par Junex le 12 janvier 2015

Le gaz naturel de Galt, tout comme le pétrole, ne contient pas de H₂S. C'est un gaz naturel associé au pétrole (*oil-associated gas*) riche en éthane et propane caractéristique de la faible maturité thermique du gisement.

Gaz naturel ⁶		Intervalle testé : 2245 mkb @ 1290 mkb	
Analyse		Fraction molaire	
H ₂		0,0003	
H ₂		0,0001	
N ₂		0,0144	
CO ₂		0,0001	
H ₂ S		0,0000	
C ₁ (Méthane)		0,7102 (78,0%)	
C ₂ (Éthane)		0,1354 (13,5%)	
C ₃ (Propane)		0,0594 (5,9%)	
iC ₄		0,0079	
C ₄		0,0146	
iC ₅		0,0024	
C ₅		0,0024	
C ₆		0,0014	
C ₇ ⁺		0,0010	
Densité totale		0,896 kg/m ³	

Le puits Galt No 4. Horizontal produit un pétrole léger d'excellente qualité. Afin de permettre à Junex d'obtenir le meilleur rendement financier possible lors de la vente du produit aux raffineurs, le pétrole du puits Galt #4HZ sera soumis à différents échantillonnages et analyses dans le but de déterminer quels en seraient les meilleurs produits de raffinage, notamment des lubrifiants, de la matière première pour la pétrochimie, des additifs d'essence, de l'essence ou d'autres produits.

⁶ Analyse du gaz naturel aux conditions pression-température du gisement analysé et calculé par CoreLab (# d'analyse 52134-2015-0217) provenant du contenant K0000002-2 échantillonné par Junex le 12 janvier 2015

Résumé des travaux antérieurs

À partir de 2002 jusqu'à l'été 2014, plusieurs travaux ont été réalisés à Galt. Trois puits d'exploration ont été forés : Galt #2, Galt #3 et Baillargeon #1. Pour tenter de mieux comprendre la géologie et la structure du secteur, trois levés géophysiques différents ont été complétés. Une présentation complète des travaux réalisés sur le gisement de Galt est disponible à l'Annexe 6. Les paragraphes qui suivent reprennent uniquement les travaux majeurs et plus récents ayant conduit à cette demande de bail d'exploitation pour le gisement de Galt.

L'ensemble des travaux réalisés sur le projet Galt depuis 2002 a eu pour objectif d'augmenter la superficie du bail 2003BP109. Toutefois, ce n'est qu'en 2015, suite au forage et aux essais de production conduits sur le puits Junex Galt #4HZ et des résultats du levé sismique que des résultats suffisamment positifs et corrélables localement ont été obtenus et nous permettent de procéder à une nouvelle demande de bail. Plusieurs indices de pétrole significatifs associés à de la porosité de fractures avaient été enregistrés pendant le forage dans le réservoir découvert dans le puits Galt #4HZ. Des diagraphies détaillées, prises à l'aide d'instruments spécialisés, ont été acquises et indiquent clairement que le réservoir de pétrole du Forillon est intensément fracturé. Ce puits a par conséquent atteint l'objectif de rencontrer un nombre optimal de fractures verticales naturellement présentes dans le réservoir du Forillon.

Tableau 7 : Avancement des travaux sur le projet Galt

Date	Avancement
2 juillet 2014	Délivrance du permis de forage du puits Junex Galt #4HZ. Ce sera le premier d'une série de quatre puits horizontaux prévus pour la prochaine phase d'exploration du projet Galt, et il sera réalisé par Foragaz, la division de forages de Junex.
31 juillet 2014	Récupération de 180 barils de pétrole sur une période de 24 heures à partir d'un essai d'extraction dans son puits Galt #3 ayant pour but de récolter plus d'informations sur le réservoir du Forillon dans le cadre de la finalisation du design des essais pour le prochain puits Junex Galt #4HZ.
27 août 2014	Junex mobilise les équipements de forage nouvellement acquis par Junex vers le site du puits Galt #4VT. Ce nouvel équipement, la foreuse Foragaz-4, qui lui permet d'augmenter sa capacité maximale de forage à environ 3 000 mètres de profondeur, sera utilisé pour le forage des puits horizontaux sur la propriété Galt, à commencer par le puits Galt #4HZ.
14 octobre 2014	Junex amorce le forage de son puits Galt #4HZ
27 novembre 2014	Découverte de pétrole dans son puits Galt #4HZ. Ce forage terminé le 20 novembre est le premier puits horizontal d'exploration pétrolière jamais réalisé par l'industrie au Québec. Le puits étant foré à l'horizontal, il a rencontré un intervalle important de roche-réservoir naturellement fracturée et chargée en pétrole.
19 décembre 2014	Fin de ses opérations de pistonnage et de nettoyage au puits Galt #4HZ. Un volume total d'environ 101 barils (16,4 m ³) de pétrole léger a été récupéré à partir des opérations de pistonnage et de nettoyage. Ces travaux sont effectués en préparation d'un essai de production de pétrole prévu pour janvier 2015

Au début de l'année 2015, Junex a procédé à différentes séries d'essais de production sur le puits Galt #4HZ qui avait été foré à l'automne 2014 à partir du puits existant Galt #4VT à une profondeur totale mesurée de 2 400 mètres, incluant 1 503 mètres forés dans le réservoir de pétrole. Le lecteur peut se référer à la figure 6 pour suivre l'évolution chronologique des périodes de récupération de pétrole au puits Galt #4HZ. Après avoir réalisé des travaux de pistonnage et de nettoyage, Junex a installé en début de janvier 2015 la pompe et les équipements connexes

permettant de réaliser des essais de production (a). La première série d'essais de 14 jours a permis d'enregistrer un débit de production constant de 161 barils de pétrole léger par jour durant les derniers six jours (b). Ce débit était limité par la configuration des équipements de pompage de surface installés sur le puits. Le puits a ensuite été fermé et la très rapide remontée de pression, mesurée à partir des équipements de surface, a incité la compagnie à procéder à de nouvelles phases d'essais limitées à 14 jours en raison de la réglementation québécoise.

La deuxième série de 14 jours a permis d'enregistrer un débit de production constant de 316 barils de pétrole par jour durant les cinq derniers jours avec un débit maximal de 396 barils de pétrole produits sur une période de 24 heures (b). Il est à noter que le puits a coulé naturellement, sans aide de la pompe, sur une période de trois jours au début de cette deuxième phase d'essais. Le débit avait alors été délibérément limité à 85 barils de pétrole par jour.

Finalement, Junex a réalisé une troisième série d'essais de 14 jours durant laquelle la pompe a été ajustée à un débit qui a permis de maintenir une production moyenne de 206 barils de pétrole par jour pendant les dix derniers jours de l'essai (b).

Après la première série d'essais au puits Galt #4HZ, Junex a récupéré un volume total de 7 200 barils de pétrole léger à partir de ses essais de production et de ses opérations de nettoyage/pistonage du puits.

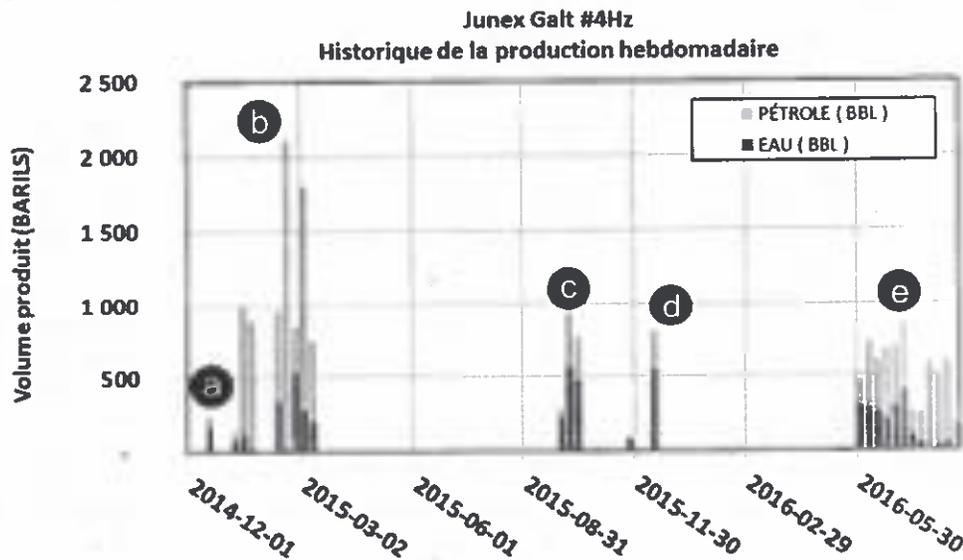


Figure 6 : Périodes de récupération de fluides au puits Galt #4HZ

Dans la seconde partie de l'année 2015, deux interventions ont eu cours sur le site Galt #4HZ. Un test de production pour la zone supérieure a été conduit en octobre (c) suivi d'un court test de production en décembre 2015 (d).

La seconde phase d'essais a débuté au début du mois de juin 2016 après réception par la compagnie des approbations du Gouvernement du Québec qui permettent 180 jours d'essais de production additionnels, ce qui portera à 240 le nombre total de jours d'essais de production dans ce puits. Le but premier de l'essai de production prolongé au puits Galt #4HZ est d'acquies des informations de réservoir supplémentaires afin de mieux déterminer le débit de production

optimal de ce puits et des autres puits à être forés sur la propriété de Galt. Le programme d'essais de 180 jours inclura la production du puits à différents débits et dans différentes portions du drain horizontal qui est situé dans le réservoir de pétrole du Forillon. D'autres travaux pourraient être réalisés en fonction des résultats de ces essais.

Le puits a produit environ 1 620 barils de pétrole léger depuis le début de la seconde phase d'essai de production. La production cumulative du puits lors des différents essais de production a été d'environ 9 650 barils de pétrole léger sur un total de 90 jours, incluant les jours de production à faible débit en raison des ajustements de la pompe (e). Finalement, depuis le 19 juillet 2016, la zone testée est située entre les profondeurs 2260 et 2400 mkb.

Programme de développement et d'aménagement

À court et moyen terme, le programme que nous souhaitons lancer sera de forer un total de quatre puits horizontaux dont les objectifs seront de produire l'extension du réservoir rencontré au puits de Galt #4HZ. Cette campagne de quatre forages à l'horizontal devrait permettre d'intersecter plusieurs fractures verticales naturelles et, en conséquence, d'augmenter la capacité de production de pétrole léger à partir du réservoir de la Formation géologique du Forillon. Sujet au financement approprié, les phases de travaux d'exploration sur le projet pétrolier de Galt seront les suivantes :

- Forage du puits horizontal Junex #4HZ – Essai de production en cours
- Forage du puits horizontal Junex #5HZ – Puits en cours d'observation
- Forage du puits horizontal Junex #6HZ – Processus d'autorisation en cours
- Forage du puits horizontal Junex #7HZ, #8HZ et #9HZ – sur la base des résultats obtenus lors des travaux précédents.

Les résultats du puits Galt #4HZ ont clairement démontré que pour le moment, la technique de forage horizontal est la plus adéquate pour produire le pétrole à partir des réseaux de fractures verticales naturellement présentes dans la Formation de Forillon. La stratégie adoptée par Junex sera donc de construire des sites de production pouvant accueillir un certain nombre de puits latéraux (horizontaux ou sub-horizontaux). Ce type d'exploitation plateforme à puits multiples (« multi-well pad ») permet de diminuer l'emprunte en surface et faciliter la conciliation entre les travaux et les différentes utilisations du territoire et des milieux naturels. Afin d'harmoniser ses opérations, Junex utilise lors de la planification des travaux une carte qui détaille les différentes utilisations du territoire, les milieux sensibles et les milieux protégés. Cette carte jumelée à la géologie, les infrastructures existantes ainsi que la morphologie du terrain orienteront le développement à venir. La carte, qui est en constante évolution, se retrouve à l'annexe 7.

Loyer annuel

Le calcul des réserves prouvées de 20 000 bbl est basé sur les résultats des essais menés en 2015 sur le puits Galt#4HZ et les essais divers menés sur les puits Galt#1, Galt#2 et Galt#3 depuis 2003. Selon nos connaissances actuelles une superficie de 20 km² permettrait de couvrir adéquatement les zones à développer aux cours des années à venir pour cette portion du gisement de Galt. Le loyer annuel d'un bail d'exploitation de pétrole étant de 358,00\$ par km², le montant total du loyer annuel pour le réservoir Junex-Galt SO est donc de 7160,00\$.

Références

- Aguilera, R. et Sanchez, M., 1985. Evaluation of Indian Cove Formation well Galt # 1, permit 741, Gaspé, Quebec. Servipetrol Ltd. 40p.
- Carlson, J. D. et Crowther, K. H., 1995. Evaluation of the P. & N.G. Reserves of Les Ressources Naturelles Jaltin Inc in the Galt # 1 Well. Sproule Associates Ltd. Ref. 2.10784, 13p.
- Carlson, J. D., 1996. Evaluation of the P. & N.G. Reserves of Les Ressources Naturelles Jaltin Inc in the Galt # 1 Well. Sproule Associates Ltd. Ref.2.11309, 3p.
- Denis, C. et Boudreault, J., 1984. Well history report SOQUIP Petro-Canada Imperiale Galt # 1, part 1. SOQUIP, Report # 13209 – Project # 2084. 100p.
- Rees, S, Barg, R. et Hogson, P.R., 2016. Estimates of Reserves and Future Revenue to Junex inc. Interest in Certain Oil Properties located in Galt Field, Quebec, Canada as of December 31, 2015. Netherland, Sewell & Associates Inc. April 4th, 2016. 48p.
- Lavoie, J.-Y., 1983. Évaluation des diagraphies du puits SOQUIP Petro-Canada Imperiale Galt # 1. SOQUIP, 5p.
- Lavoie, J.-Y., 1986a. Puits Gaspésie 85-20 / Projet de poursuite de forage et de parachèvement utilisant la technologie des drains latéraux. Présenté par Jaltin à Gaspésie-Société d'explorations pétrolière et minière Inc. 9p, 6 fig.
- Lavoie, J.-Y., 1986b. Projet de mise en production du pétrole des Formations Shiphead et Forillon dans le Canton de Galt (Gaspésie, Québec). Présenté par Jaltin à Pétro-Gaspé. 8p, 4 fig.
- Lavoie, J.-Y., 1990. Évaluation géologique et d'ingénierie de trois prospectus superposés, localisés sur l'anticlinal Mississippi dans le canton de Galt (Gaspésie, Québec), Les Ressources Naturelles Jaltin inc., 15p, 4 fig.
- Lavoie, J.-Y., 1993. Projet de mise en production du pétrole léger (48 °API) des calcaires de l'Indian Cove (985-988 m, 1260-1320 m) dans le canton de Galt (Gaspésie, Québec) avec la ré-entrée et la completion du puits SOQUIP-Péto-Canada-Imperiale Galt #1. Les Ressources Naturelles Jaltin inc., 13p, 9 fig.
- Lavoie, J.-Y., 1995. Rapport des travaux de re-entrée du puits SOQUIP-Péto-Canada-Imperiale Galt #1. Les Ressources Naturelles Jaltin inc., 6p, 3 fig.
- JUNEX inc., 1999. Propriétés de JUNEX inc. : Évaluation interne. 30p.
- Marcil, J.-S., Trobec, M. et Aguilera, R., 2005. Reservoir Characteristics, Depositional Environments and Potential Oil/Gas Rates of Devonian and Silurian Drilling Targets in the Gaspé Basin, Quebec. AAPG Search and Discovery Article #90039©2005 AAPG Calgary, Alberta, June 16-19, 2005. 24p.
- Marcil, J.-S., Lavoie, J., Lavoie, M. et Dorrins, P. 2015. Unlocking the Devonian Forillon Oil Potential : the History behind the Galt Horizontal Well Project. Conference Paper for Ontario Petroleum Institute Annual Conference, Windsor, Ontario, Canada April 2015, 42p.
- Marcil, J.-S., Lavoie, J., Mechti, N, Lavoie, F., Massé, L. et Dorrins, P., 2016. Natural fractures characterization and horizontal drilling of an oil-prone Devonian carbonate - birth of a new major play in eastern Canada. Hydrocarbon Traps Session - AAPG International Conference and Exhibition – April 3rd to 6th, 2016, Barcelona, Spain. 37p.
- Trevail, R. A., 2000, JUNEX inc : Hydrocarbon Reserves Evaluation. Orion Resources Consulting, Ltd., 50p.

Abréviations importantes

RPGNRS : *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel, la saumure et les réservoirs souterrains*

MERN : Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles du Québec

LMQ : *Loi sur les Mines* du Québec

km² : kilomètre carré = superficie de 100 hectares

m³ : mètre cube = volume de 1 000 litres

bbl : baril de pétrole = volume de 159 litres

bbl/j : baril de pétrole produit par jour

m³/j : mètre cube produit par jour

mcf/j : millier de pieds cubes de gaz naturel produit par jour

mmcf/j : millions de pieds cubes de gaz naturel produit par jour

VT : puits vertical

HZ : puits horizontal

DST : Essai aux tiges (drillstem test)

R1 : ré-entrée #1 d'un puits existant

nmm : profondeur mesurée à partir du datum 0 du niveau moyen des mers

mkb : profondeur mesurée à partir de la table de rotation d'une plateforme de forage.

mD : perméabilité de la roche mesurée en milliDarcy

K : degré de température Kelvin

kPaa : pression mesurée en kiloPascal absolu

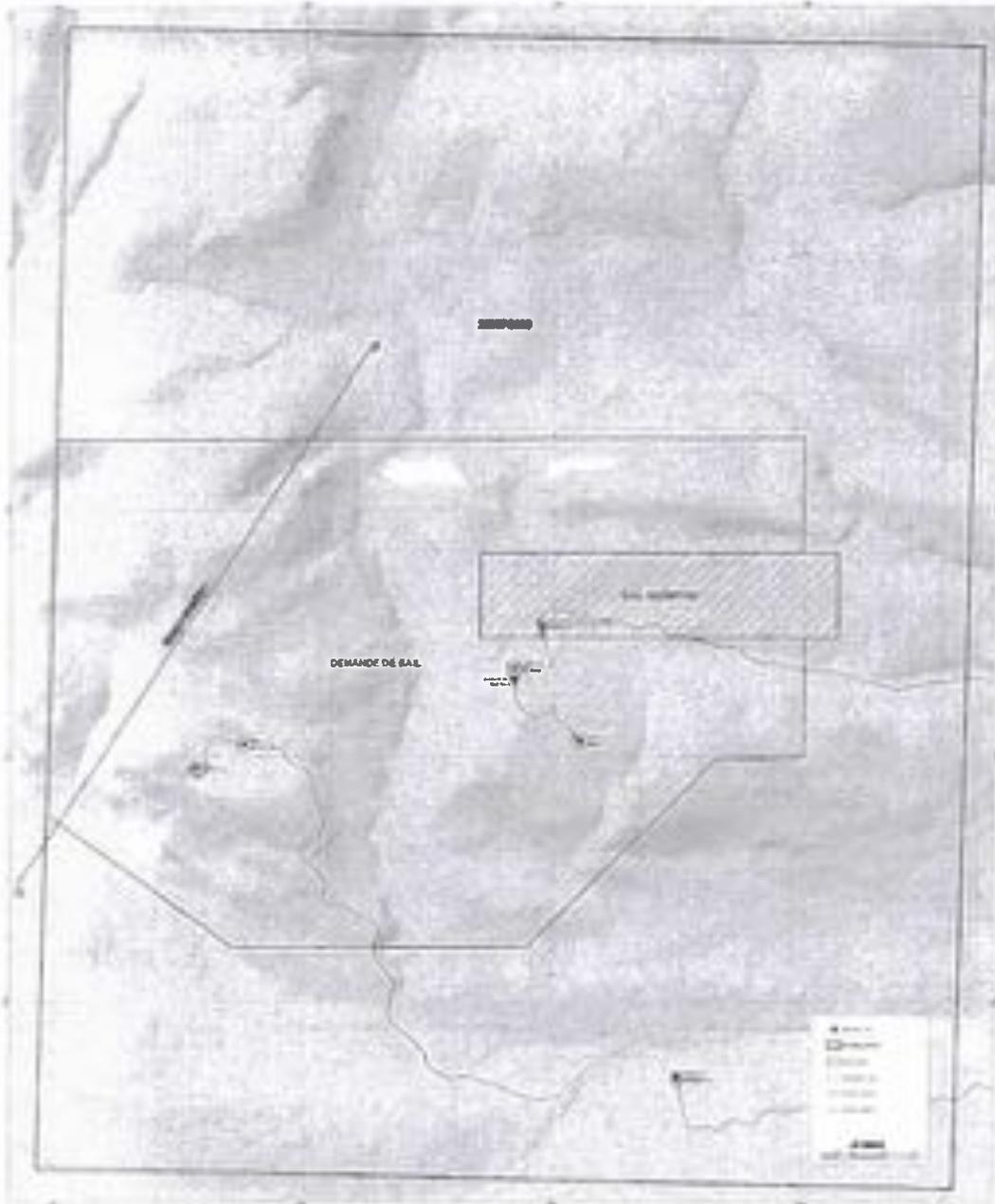
NSAI : Netherland, Sewell & Associates Inc

kg/m³ : densité mesurée de la masse en kilogramme par volume d'un mètre cube

°API : mesure de densité standard des liquides pétroliers de l'American Petroleum Institute

H₂S : Sulfure d'hydrogène

Annexe 1 - Localisation du gisement de Galt



Annexe 2 - Historique d'exploration dans le secteur de Galt par JALTIN/JUNEX

- **1988** : Jean-Yves Lavoie et sa compagnie JALTIN acquiert le permis de Galt;
- **1993** : Gestion Bernard Lemaire devient partenaire de Galt. JALTIN ré-entre le puits SOQUIP et al. Galt #1; suite à une stimulation de la Zone-1000m, production de 40 000 L de pétrole brut léger d'excellente qualité, vendu à la raffinerie Ultramar de St-Romuald;
- **1994** : la Zone-2200m du puits SOQUIP Galt #1 atteint des taux de production allant de 220 mcf/jr à 2000 mcf/jr;
- **1995** : première évaluation des réserves prouvées de gaz naturel de Galt par *Sproule and Associates*;
- **1999** : transfert du permis de Galt à JUNEX;
- **2000-2001** : construction d'un gazoduc de 4,5 km et d'une usine de traitement de gaz naturel pour mettre en production le gisement de Galt en utilisant la technique du gaz porté. Acquisition d'un levé sismique 2D-Swath dans le but de délimiter les nouvelles zones d'exploration pour le gisement de Galt et demande d'un bail de production de gaz naturel;
- **2002** : première livraison de gaz naturel à la fonderie Gaspé de Noranda à Murdochville. Le gaz est livré jusqu'à la fermeture de la fonderie. Un second client, Pêcheries Marinard de Rivière-au-Renard est ensuite approvisionné. L'usine de Marinard étant présentement en arrêt d'opération, JUNEX négocie avec un troisième client potentiel, l'Hôpital de Gaspé;
- **2003-2004** : le puits JUNEX et al. Galt #2 est complété et suspendu; obtention du bail de production. Forage et complétion du puits JUNEX et al. Galt #3 suivi de travaux de stimulation aux puits Galt #1 et Galt #3;
- **2005** : installation de deux pompes à bascule et la Zone-2200m de Galt #3 produit 282 335 L de pétrole brut léger d'excellente qualité. Le pétrole est livré et vendu à la raffinerie Ultramar de St-Romuald;
- **2006** : Début du quatrième forage de Galt, le puits JUNEX-Lemaire Baillargeon #1;
- **2007** : Révision du projet pour relancer l'exploration dans le secteur;
- **2008** : Sismique détaillée sur la structure Galt;
- **2009** : Analyse des relations entre les fractures naturelles et la présence de pétrole;
- **2010** : Première estimation indépendante des ressources en place par NSAI;
- **2011** : Option du forage horizontal afin d'optimiser la production des fractures;
- **2012** : Forage du puits JNX et al. Galt #4VT afin d'acquérir les données structurales manquantes avant la mise en œuvre du puits horizontal;
- **2013** : Récupération de pétrole dans Galt #4VT et examen des données structurales pour finaliser la conception du leg horizontal;
- **2014** : Forage du puits Galt #4HZ et annonce de la découverte de plusieurs zones saturées en pétrole dans le leg horizontal.
- **2015** : Récupération d'un volume total de 7 200 barils de pétrole léger à partir de ses essais de production et de ses opérations de nettoyage/pistonnage du puits Galt #4HZ. Forage du puits Galt #5HZ à une profondeur totale de 2 582 mètres.
- **2016** : Essai de production prolongé au puits Galt #4HZ.

Démontrer le potentiel pétrolier du Forillon

Historique du projet de forage horizontal de Galt



2008	Sismique détaillée sur la structure Galt. Révision des modèles: structure et exploration.	
2009	L'analyse technique se concentre sur l'étude des relations entre les fractures naturelles et l'accumulation de pétrole.	
2010	Basées sur les données de forage, de géochimie et de géophysique, une importante ressources en place a été estimée par un expert indépendant.	
2011	Après révision technique, il est décidé d'aller avec un forage horizontal projet afin d'optimiser la capacité de production des fractures.	
2012	Septembre 2012 - Junex et al Galt # 4 RT. L'objectif principal est d'acquies les données structurales manquantes avant la mise en œuvre du puits horizontal.	
2013	Indices de pétrole et réinterprétation de pénétré dans les DST confirment la localisation du log horizontal # 4. Un examen approfondi des données structurales a été mené pour finaliser la conception de log.	
2014	Octobre 2014 - Junex et al Galt # 4 RT 27 Novembre 2014 - Junex a annoncé qu'elle a rencontré plusieurs zones saturées en pétrole dans le log horizontal.	
2015	Junex a rapporté un débit stabilisé de 141 barils de pétrole par jour au cours des six derniers jours de son test au puits Galt No. 4 RT. Le puits produit 2 017 barils de pétrole brut léger en 14 jours.	

Suite à la remontée de pression rapide, Junex commence un essai de production prolongé

Annexe 3 - Cartes et caractéristiques du gisement de Galt

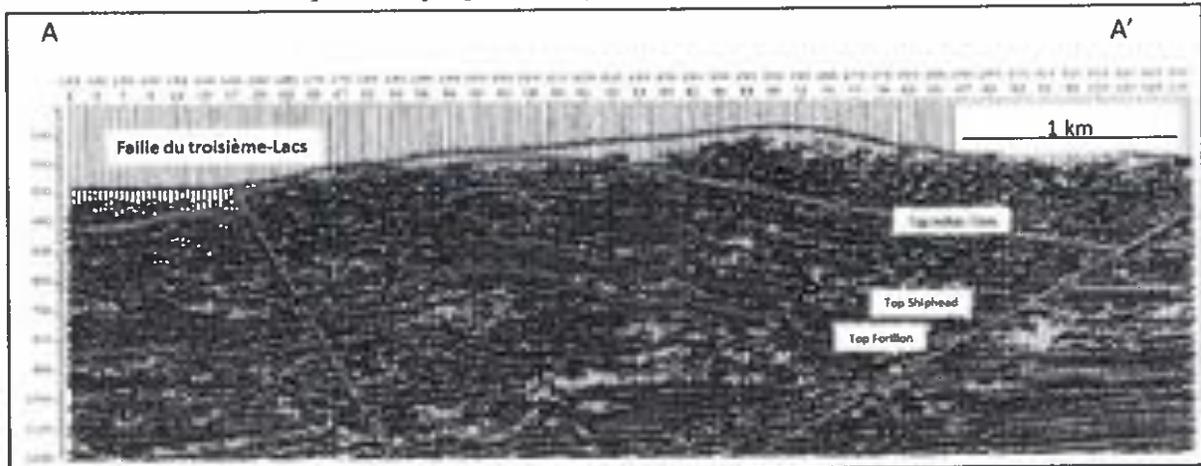


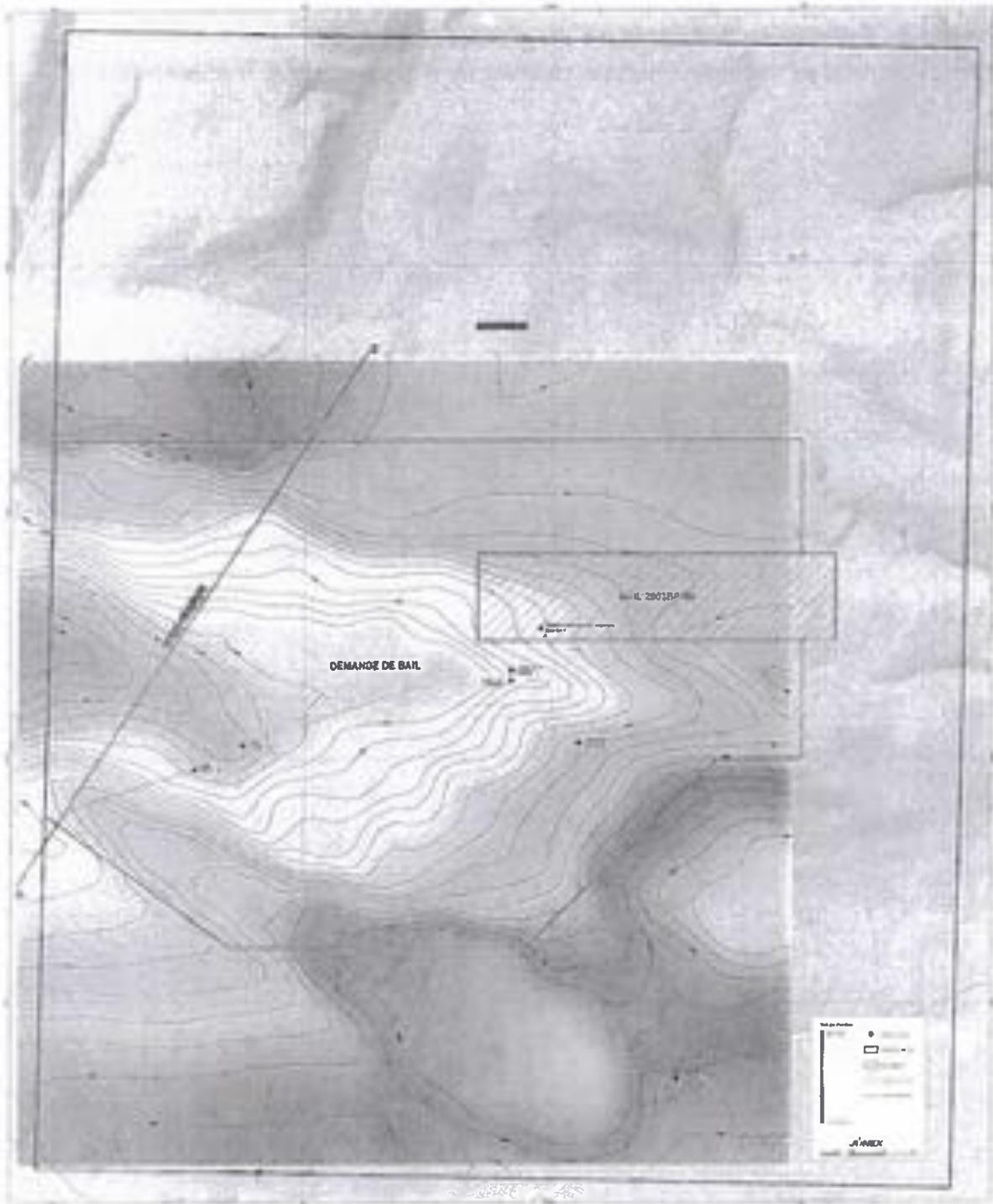
Caractéristiques du gisement Galt-Sud-Ouest

Type de piège	Anticlinal fracturé
Formation géologique	Forillon
Lithologie	Calcaire siliceux interlité de calcaire argileux Essentiellement des micrites et des dolomicrites
Type de porosité	Fractures sub-verticales ouvertes à semi-ouvertes
Surface du gisement	10 à 20 km ²
Rayon d'influence	Estimation actuelle à 150 mètres
Profondeur moyenne	1200 mkb (± 800 m sous nmm*)
Point culminant	600 m sous nmm
Épaisseur du gisement	250 m en moyenne (100 à 700 m)
Porosité	5 à 6 %
Perméabilité	0,01 à 50 md
Saturation en eau	20-30%
Température du gisement	292,75 K à 1147m TVD Galt#4HZ
Pression statique du gisement	10797 kPa à 1147 m TVD Galt#4HZ
Réserve prouvée actuelle	3 180 m ³ (20 000 bbl)

*nmm datum 0 du niveau moyen des mers

Version réduite de la coupe sismique passant à proximité du point culminant du réservoir





Annexe 4 - Estimation des réserves du gisement de Galt

Rapport 51-101 rédigé par Netherland, Sewell and Associates, Inc. (NSAI) – effectif au 31 décembre 2015

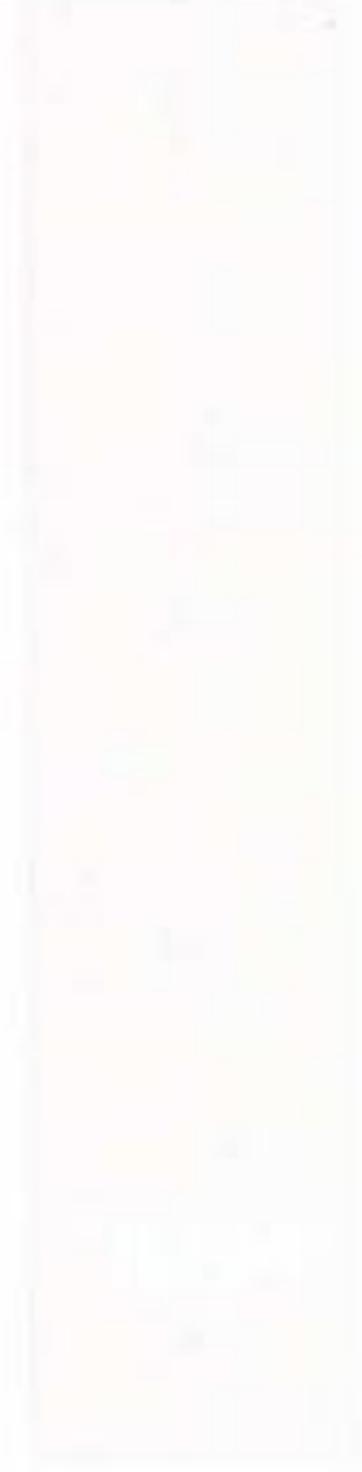
ESTIMATES
of
RESERVES AND FUTURE REVENUE
to the
JUNEX INC. INTEREST
in
CERTAIN OIL PROPERTIES
located in
GALT FIELD
QUEBEC, CANADA
as of
DECEMBER 31, 2015

Prepared in accordance with
CANADIAN NATIONAL INSTRUMENT 51-101

NSA
NETHERLAND, SEWELL
& ASSOCIATES, INC.

WORLDWIDE PETROLEUM
CONSULTANTS
ENGINEERING • GEOLOGY
GEOPHYSICS • PETROPHYSICS

Annexe 5 - Résultats des analyses du pétrole et gaz naturel au gisement de Galt



Analyse du pétrole aux conditions P et T du gisement

(Pas de downhole sample, seulement gaz et pétrole simultanément en conditions contrôlées)



HYDROCARBON LIQUID ANALYSIS

V0010055 - 1 CONTAINER IDENTITY METER ID WELL LICENSE NUMBER 52134-2015-0217 LABORATORY FILE NUMBER

JUNEX Inc. OPERATOR JUNEX Inc. PAGE 20

Junex Galt #11 LOCATION (LMA) WELL NAME FORLON POOL OR ZONE JUNEX Inc. FB ELEV (m) OR ELEV (m)

FIELD OR AREA FORLON POOL OR ZONE JUNEX Inc. SAMPLER

TEST TYPE AND NO. Separator TEST RECOVERY

POINT OF SAMPLE PLACING FLOWING OR LIFT SAMPLE POINT ID

WATER W/OIL OIL W/OIL GAS W/OIL

TEST INTERVAL, or PERIOD (months) 332 SEPARATOR RESERVOIR OTHER CONDENSER WHEN SAMPLED CONDENSER WHEN RECEIVED TEMPERATURES °C -3.0 SEPARATOR OTHER

11.50 Hrs Pressures, kPa (gauge) 2015 01 12 2015 01 22 2015 01 29 RA ANALYST

DATE SAMPLED (Y/M/D) DATE RECEIVED (Y/M/D) DATE ANALYZED (Y/M/D) UNIT AND TYPE CUSHION SLID-RESISTIVITY

COMPONENT	MOLE FRACTION	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FRACTION	g/cc*
N ₂	Trace	Trace	Trace	Trace
CO ₂	Trace	Trace	Trace	Trace
H ₂ S	0.0000	0.0000	0.0000	0.0
C ₁	0.0361	0.0041	0.0104	81.6
C ₂	0.0281	0.0050	0.0127	99.9
C ₃	0.0468	0.0145	0.0219	172.0
C ₄	0.0147	0.0080	0.0082	64.2
C ₅	0.0444	0.0181	0.0238	186.8
C ₆	0.0220	0.0111	0.0137	107.4
C ₇	0.0384	0.0104	0.0237	185.8
C ₈	0.0570	0.0340	0.0302	312.9
C ₉₊	0.7125	0.8860	0.8484	6,822.3
Total	1.0000	1.0000	1.0000	7,832.9

OBSERVED PROPERTIES OF G _v RESIDUE (15/15°C)		
805.4 g/cc*	0.6061	44.2
DENSITY	RELATIVE DENSITY	API @ 15.1 °C
RELATIVE MOLECULAR MASS		
177		
CALCULATED PROPERTIES OF TOTAL SAMPLE (15/15°C)		
768.3 g/cc*	0.7635	52.8
DENSITY	RELATIVE DENSITY	API @ 15.1 °C
RELATIVE MOLECULAR MASS		
142.67		
OIL EQUIVALENT		
0.1274 g/cc* Gas-Liquid (2/15°C)		

REMARKS: Refer to page 21 for the extended analysis of heptanes plus.

Room temperature saturation pressure = 814 kPag

NOTE: All Properties have been calculated utilizing physical constants.

Analyse du pétrole aux conditions de surface

(Pas de downhole sample, seulement gaz et pétrole simultanément en conditions contrôlées)



HYDROCARBON LIQUID ANALYSIS

397 - 0 52134-2015-0217
 CONTAINER IDENTITY METER ID WELL LOGGING NUMBER LABORATORY FILE NUMBER

JUNEX Inc JUNEX Inc
 OPERATOR NAME

LOCATION (LWS) Junex Coil #4 WELL NAME X0 ELEV (M) DR ELEV (M)

ForEon JUNEX Inc.
 POOL OR ZONE SAMPLE

TEST TYPE AND NO. TEST RECOVERY
 X-Fresh Residual oil

POINT OF SAMPLE SAMPLE POINT ID
 FLOWING FLOWING ONE LET END

WATER OIL GAS

TEST INTERVAL or PERFS (meter in) PRESSURE WHEN SAMPLED TEMPERATURE WHEN RECEIVED TEMPERATURES, °C

337 12:07 Hrs 2015 01 12 2015 03 02 RA -3.0
 BE PARAPOR OTHER CONTAINER CONTAINER SUPPLANT OR OTHER
 PRESSURE (gauge) WHEN SAMPLED WHEN RECEIVED

DATE SAMPLED (YYYY) DATE RECEIVED (YYYY) DATE ANALYZED (YYYY) ANALYST AIR AND TYPE CUSHION MUD RESISTIVITY

COMPONENT	MOLE FRACTION	MMB FRACTION	LIQUID VOLUME FRACTION	ml/m ³
N ₂	0.0000	0.0000	0.0000	0.0
CO ₂	0.0000	0.0000	0.0000	0.0
H ₂ S	0.0000	0.0000	0.0000	0.0
C ₁	0.0000	0.0000	0.0000	0.0
C ₂	Trace	Trace	Trace	Trace
C ₃	0.0080	0.0016	0.0025	22.0
IC ₄	0.0088	0.0026	0.0034	29.7
C ₄	0.0282	0.0102	0.0137	118.6
IC ₅	0.0213	0.0086	0.0120	104.0
C ₅	0.0389	0.0178	0.0223	193.1
C ₆	0.0648	0.0346	0.0411	355.7
C ₇₊	0.8330	0.9237	0.9050	7,829.6
Total	1.0000	1.0000	1.0000	8,652.8

OBSERVED PROPERTIES OF C ₇₊ RESIDUE (15.1°C)		
804.3 kg/m ³	0.8050	44.4
DENSITY	RELATIVE DENSITY	API @ 15.6 °C
178		
RELATIVE MOLECULAR MASS		
CALCULATED PROPERTIES OF TOTAL SAMPLE (15.1°C)		
787.9 kg/m ³	0.7886	48.1
DENSITY	RELATIVE DENSITY	API @ 15.6 °C
161.20		
RELATIVE MOLECULAR MASS		
GAS EQUIVALENT		
0.1166 kg/m ³ Gasoline Liquid (15.1°C)		

REMARKS: H₂S was not detected in the field

NOTE: All Properties have been calculated utilizing physical constants.

Analyse du gaz aux conditions P et T du gisement

(Pas de downhole sample, seulement gaz et pétrole simultané en conditions contrôlées)



EXTENDED GAS ANALYSIS

K0000002 - 2 CONTAINER IDENTITY **JUNEX Inc.** OPERATOR **52134-2015-0217** LABORATORY FILE NUMBER
JUNEX Inc. WELL LICENSE NUMBER **19** PAGE
Junex Gak #4 LOCATION (LWS) **Forillon** WELL NAME **Junex Inc** OR ELEV (m)
Forillon FIELD OR AREA **Junex Inc** POOL OR ZONE **Junex Inc** SAMPLER

Separator TEST TYPE AND NO. TEST RECOVERY
 POINT OF SAMPLE SAMPLE POINT ID
337 SEPARATOR NS ENVIRONMENT OTHER **350** °C **22** °C **10.0** SEPARATOR OTHER
11:40 Hrs Pressures, kPa (gauge) **U8** ANALYST **U8** AMT AND TYPE CUSHION **U8** BLD RESIDENTY
2015 01 12 DATE SAMPLED (Y/M/D) **2015 01 22** DATE RECEIVED (Y/M/D) **2015 01 29** DATE ANALYZED (Y/M/D)

COMPONENT	MOLE FRACTION AIR FREE AS	MOLE FRACTION AIR FREE ACID GAS FREE	BLP ¹ AIR FREE AS RECEIVED
H ₂	0.0003	0.0003	
He	0.0001	0.0001	
N ₂	0.0144	0.0144	
CO ₂	0.0001	0.0000	
H ₂ S	0.0000	0.0000	
C ₁	0.7802	0.7803	
C ₂	0.1354	0.1354	481.2
C ₃	0.0594	0.0594	218.3
C ₄	0.0079	0.0079	34.5
C ₄	0.0148	0.0148	61.4
C ₅	0.0024	0.0024	11.7
C ₅	0.0028	0.0028	13.5
C ₆	0.0014	0.0014	7.4
C ₇₊	0.0010	0.0010	5.5
Total	1.0000	1.0000	833.5

CALCULATED GROSS HEATING VALUE BLP ¹ @ 15°C & 101.325 kPa (abs) 47.31		CALCULATED WHPOR PRESSURE kPa (abs.) @ 40°C 100.7	
MOISTURE FREE		MOISTURE & ACID-GAS FREE	
CALCULATED TOTAL SAMPLE PROPERTIES (AIR-1) @ 15°C & 101.325 kPa MOISTURE FREE AS SAMPLED 0.696 kg/m ³		REMAINING PLUS 21.2	
DENSITY		RELATIVE DENSITY	
CALCULATED PSEUDOCRITICAL PROPERTIES AS SAMPLED			
4567.9 kPa (abs)		223.1 °C	
C ₁ PROPERTIES @ 15°C & 101.325 kPa		MOLE FRACTION	
739.0 kg/m ³		0.0000000	
DENSITY		MOLECULAR WEIGHT	
94.6		HYDROGEN SULPHIDE	

REMARKS
H2S was not detected in the feed

NOTE: THE GROSS HEATING VALUE HAS BEEN CALCULATED IN ACCORDANCE TO AGA REPORT 88 AND ALL PROPERTIES HAVE BEEN CALCULATED UTILIZING PHYSICAL CONSTANTS AND BOILING POINT GROUPING.

Annexe 6 - Présentation complète des travaux antérieurs réalisés sur le gisement de Galt

Un cahier additionnel accompagne la demande de bail et y recueille l'ensemble des informations publiées par Junex liées à la découverte de pétrole au puits Junex Galt #4HZ.

Nom du document :

Cahier d'accompagnement #1 – Recueil des communiqués de presse de Junex concernant la découverte de pétrole au puits Junex Galt #4HZ

L'exploration des hydrocarbures en Gaspésie a débuté il y a 150 ans. Dès cette époque, des travaux d'exploration furent réalisés dans le long de la rivière York et dans le Canton de Galt car plusieurs suintements d'huile y avaient été identifiés. Depuis, une dizaine de forages furent complétés dans la proximité du réservoir Junex-Galt. Les puits ayant rencontré des indices d'hydrocarbures majeurs sont *Gaspésie Galt # 1*, *Continental Gaspe # 1*, *Petroleum Oil Trust # 22* et *SOQUIP et al. Galt # 1*. Ce dernier a produit, à partir des calcaires fracturés de la Formation d'Indian Cove, plus de 30 000 litres d'huile légère (46°API) lors des derniers travaux de développement du puits menés par *Jaltin* en 1994. Suite à cela, le puits a été parachevé pour mettre en production le réservoir de gaz naturel situé dans les calcaires fracturés de la Formation de Forillon, à une profondeur de 2292 mètres. Trois forages ont la suite été effectués dans la région de Galt : le puits Junex et al Galt # 1 a rencontré des indices de pétrole sans atteindre la Formation de Forillon ; le puits Junex et al Galt # 2 a été suspendu, n'ayant pas atteint son objectif géologique ; et le puits Junex et al Galt # 3 est devenu, un siècle après les efforts de la compagnie Petroleum Oil Trust, le premier puits québécois à produire du pétrole en quantité significative. Le forage JUNEX et al Baillargeon #1, situé dans la partie sud-ouest du permis 1998RS053, est le quatrième puits foré par JUNEX à Galt. De tous ces puits, seul le puits SOQUIP et al Galt #1 est situé dans les limites du bail de production 2003BP109. Bien que des essais et divers travaux de stimulation aient été effectués sur les nouveaux puits, JUNEX n'a pas encore fait de demande pour agrandir le bail existant ou faire une nouvelle demande de bail. La limite du bail 2003BP109 a été fixée à partir du calcul des réserves complété par Sproule Associates en 1995. Ce calcul estime le rayon de drainage du réservoir *Forillon inférieur* au puits SOQUIP et al Galt #1 à 315 mètres pour une superficie de 80 acres (32 hectares). À cette époque la réserve prouvée non-développée de gaz naturel de SOQUIP et al Galt #1 avait été évaluée à près de 0,5 Bcf. Le réservoir est de type fracturé possiblement lessivé et dolomitisé.

Les forages subséquents n'ont pas permis d'établir les extensions latérales du réservoir de gaz naturel *Forillon inférieur*. Toutefois, une autre zone d'intérêt a été rencontrée dans le puits Galt #3 dans le *Forillon supérieur*. Cette zone est chargée en pétrole léger contrairement à la zone de Galt #1 qui produit du gaz naturel à condensats. Cet élément important indique que les deux zones ne sont pas en communication et appartiendrait à deux réservoirs différents.

JUNEX et son partenaire Gestion Bernard Lemaire ont décidé de poursuivre des travaux de stimulation des puits Galt #1 et Galt #3 pour améliorer la production de ces puits et atteindre un seuil de rentabilité acceptable. Toutefois, les résultats n'ont pas permis une mise en production rentable du gisement. Beaucoup de travail d'analyse a été effectué par Junex pour tenter de comprendre où trouver les accumulations de pétrole dans ce gisement et comment l'extraire de manière rentable.

Après avoir complété une analyse exhaustive de toutes les données géologiques du projet au cours des années 2008 à 2012, Junex a élaboré un projet d'acquisition de données structurales par le biais d'un forage vertical.

La compagnie a par la suite obtenu, au début du mois de juillet 2014, le permis pour le forage d'un premier puits horizontal sur la propriété pétrolière de Galt. Le puits Junex Galt #4HZ, qui sera le premier d'une série de six puits horizontaux prévus pour cette phase d'exploration du projet Galt. Il a été réalisé par Foragaz, la division de forages de Junex. Ce puits horizontal a été

réalisé à partir du puits vertical Galt #4VT et il a été foré en direction du puits vertical Junex #3 dans la Formation géologique de Forillon.

Sur la base de multiples études réalisées durant deux ans par Junex et certaines firmes externes spécialisées, la trajectoire du puits Junex #4HZ est dessinée de manière à rencontrer un nombre optimal de fractures verticales naturellement présentes dans le réservoir du Forillon. Le puits Junex #4VT ayant servi de puits pilote pour la section verticale du nouveau forage horizontal avait été foré en 2012 et il avait rencontré, dans la Formation de Forillon, une séquence de carbonates fracturés et saturés en hydrocarbures d'une épaisseur de 241 mètres.

À la fin du mois de juillet 2014, dans le cadre de travaux d'entretien et de maintenance des puits du projet de Galt, Junex a récupéré 180 barils de pétrole sur une période de 24 heures (ou un « débit initial » de 180 barils de pétrole par jour) à partir d'un essai d'extraction dans son puits Galt #3. L'essai d'extraction au puits vertical Galt #3 avait pour but de récolter plus d'informations sur le réservoir du Forillon dans le cadre de la finalisation du design des essais pour le prochain puits Junex Galt #4HZ. Bien qu'un débit stabilisé soit généralement beaucoup plus faible, nous croyons que ce débit de production initial du puits Galt #3, fermé depuis 2011, donne une indication du potentiel du réservoir fracturé du Forillon sur notre propriété de Galt.

En août 2014, Junex a fait l'acquisition d'équipements de forage additionnels qui lui permettent d'augmenter sa capacité maximale de forage à environ 3 000 mètres de profondeur. Ce nouvel équipement, la foreuse Foragaz-4, a été mobilisé en Gaspésie pour le forage des puits horizontaux sur la propriété Galt, à commencer par le puits horizontal Galt #4HZ.

Les travaux de forage se sont terminés le 20 novembre 2014. Le puits a été foré horizontalement à partir du puits existant Galt #4VT à une profondeur totale mesurée de 2 400 mètres, incluant 1 503 mètres forés dans le réservoir de pétrole. Plusieurs indices de pétrole significatifs associés à de la porosité de fractures ont été enregistrés pendant le forage dans le réservoir. Des diagraphies détaillées, prises à l'aide d'instruments spécialisés, ont été acquises et indiquent clairement que le réservoir de pétrole du Forillon est intensément fracturé. Ce puits a atteint notre objectif de rencontrer un nombre optimal de fractures verticales naturellement présentes dans le réservoir du Forillon.

Le puits a été foré en respectant le budget prévu et dans un temps record de 37 jours (versus notre prévision de 55 jours) dans une région réputée difficile à forer. Une moyenne de forage de 7 mètres à l'heure a d'abord été atteinte dans le réservoir de pétrole du Forillon avant que l'optimisation des paramètres de forage ne permette d'atteindre des taux de pénétration de 20 à 25 mètres à l'heure. Cette amélioration dans le taux de forage reflète l'efficacité des mesures d'optimisation mises en place par le personnel de Junex pendant le forage du puits et l'acquisition de ces connaissances sera maintenant mise à profit dans les prochains forages sur la propriété de Galt. La foreuse Foragaz-4, détenue par Junex, a été déplacée sur le site de forage Galt #5HZ.

Le 19 décembre 2014, la compagnie suspend les travaux sur le site de Galt #4HZ après avoir terminé ses opérations de pistonnage et de nettoyage au puits horizontal. Ces travaux ont été effectués en préparation d'un essai de production de pétrole prévu pour janvier 2015.

Les travaux de pistonnage et de nettoyage ont été réalisés pour récupérer un volume maximum des fluides de forage restant dans le puits de manière à faciliter la production du pétrole présent

dans le réservoir de pétrole du Forillon. Les travaux de pistonnage et de nettoyage ont été réalisés pour récupérer un volume maximum des fluides de forage restant dans le puits de manière à faciliter la production du pétrole présent dans le réservoir de pétrole du Forillon. À cette date, un volume total d'environ 101 barils (16,4 m³) de pétrole léger a été récupéré à partir des opérations de pistonnage et de nettoyage. Des échantillons représentatifs de ce pétrole ont été envoyés à des laboratoires accrédités pour l'analyse.

Junex a installé la pompe et les équipements connexes dans le puits au début de janvier 2015. Par la suite, l'équipe a procédé à l'installation des autres équipements de pompage de surface, après quoi les opérations finales de nettoyage seront complétées. Junex réalisera l'essai de production dans le puits au cours de l'hiver 2015.

Au début de l'année 2015, Junex a procédé à différentes séries d'essais de production sur le puits Galt #4HZ qui avait été foré à l'automne 2014 à partir du puits existant Galt #4VT à une profondeur totale mesurée de 2 400 mètres, incluant 1 503 mètres forés dans le réservoir de pétrole. Le lecteur peut se référer à la figure 6 pour suivre l'évolution chronologique des périodes de récupération de pétrole au puits Galt #4HZ. Après avoir réalisé des travaux de pistonnage et de nettoyage, Junex a installé en début de janvier 2015 la pompe et les équipements connexes permettant de réaliser des essais de production (a). La première série d'essais de 14 jours a permis d'enregistrer un débit de production constant de 161 barils de pétrole léger par jour durant les derniers six jours (b). Ce débit était limité par la configuration des équipements de pompage de surface installés sur le puits. Le puits a ensuite été fermé et la très rapide remontée de pression, mesurée à partir des équipements de surface, a incité la compagnie à procéder à de nouvelles phases d'essais limitées à 14 jours en raison de la réglementation québécoise.

La deuxième série de 14 jours a permis d'enregistrer un débit de production constant de 316 barils de pétrole par jour durant les cinq derniers jours avec un débit maximal de 396 barils de pétrole produits sur une période de 24 heures (b). Il est à noter que le puits a coulé naturellement, sans aide de la pompe, sur une période de trois jours au début de cette deuxième phase d'essais. Le débit avait alors été délibérément limité à 85 barils de pétrole par jour.

Finalement, Junex a réalisé une troisième série d'essais de 14 jours durant laquelle la pompe a été ajustée à un débit qui a permis de maintenir une production moyenne de 206 barils de pétrole par jour pendant les dix derniers jours de l'essai (b).

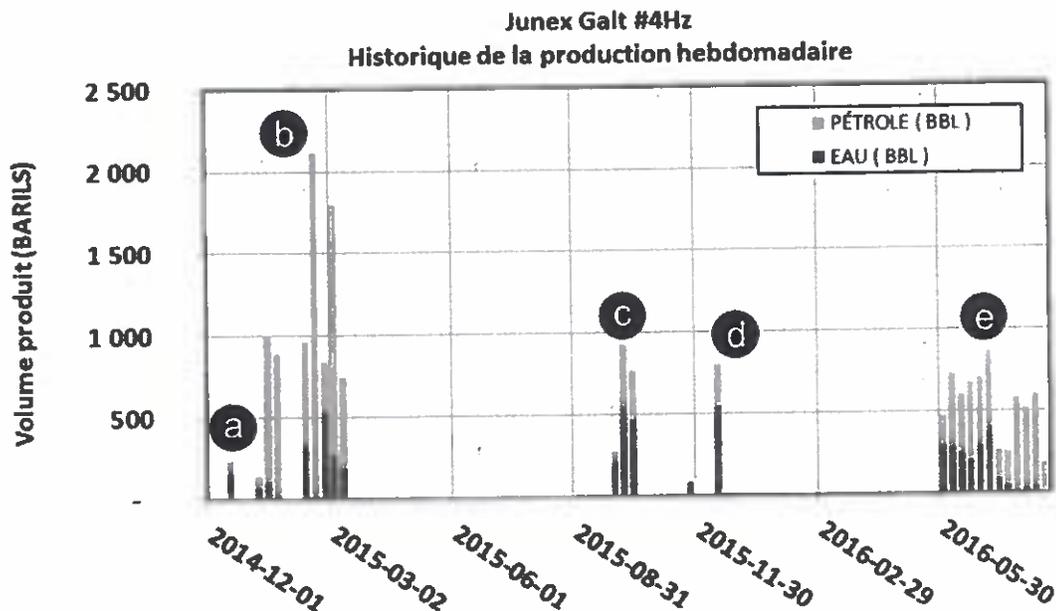
Après la première série d'essais au puits Galt #4HZ, Junex a récupéré un volume total de 7 200 barils de pétrole léger à partir de ses essais de production et de ses opérations de nettoyage/pistonnage du puits.

Dans la seconde partie de l'année 2015, deux interventions ont eu cours sur le site Galt #4HZ. Un test de production pour la zone supérieure a été conduit en octobre (c) suivi d'un court test de production en décembre 2015 (d).

La seconde phase d'essais a débuté au début du mois de juin 2016 après réception par la compagnie des approbations du Gouvernement du Québec qui permettent 180 jours d'essais de production additionnels, ce qui portera à 240 le nombre total de jours d'essais de production dans ce puits. Le but premier de l'essai de production prolongé au puits Galt #4HZ est d'acquiescer des

informations de réservoir supplémentaires afin de mieux déterminer le débit de production optimal de ce puits et des autres puits à être forés sur la propriété de Galt. Le programme d'essais de 180 jours inclura la production du puits à différents débits et dans différentes portions du drain horizontal qui est situé dans le réservoir de pétrole du Forillon. D'autres travaux pourraient être réalisés en fonction des résultats de ces essais.

Le puits a produit environ 1 620 barils de pétrole léger depuis le début de la seconde phase d'essai de production. La production cumulative du puits lors des différents essais de production a été d'environ 9 650 barils de pétrole léger sur un total de 90 jours, incluant les jours de production à faible débit en raison des ajustements de la pompe (e). Finalement, depuis le 19 juillet 2016, la zone testée est située entre les profondeurs 2260 et 2400 mkb.



Forage du puits Galt # 5 Horizontal

Junex a amorcé, à la fin du mois de juillet 2015, le forage du puits Junex Galt #5HZ en utilisant sa foreuse Foragaz-4. Après avoir foré la portion verticale du puits et immédiatement avant l'installation du caisson d'acier intermédiaire, la compagnie a effectué, dans la section supérieure du réservoir de la formation Forillon, un essai aux tiges («*drillstem test*» ou «DST») qui a permis de récupérer une colonne de pétrole léger totalisant 475 mètres (8 barils) pendant la période de 1,1 heure du DST. Le caisson intermédiaire a ensuite été installé et la portion horizontale du puits a été forée dans la partie inférieure de la formation géologique de Forillon et la partie supérieure de la formation géologique de l'Indian Point, toutes deux reconnues pour offrir un potentiel pétrolier sur la propriété de Galt.

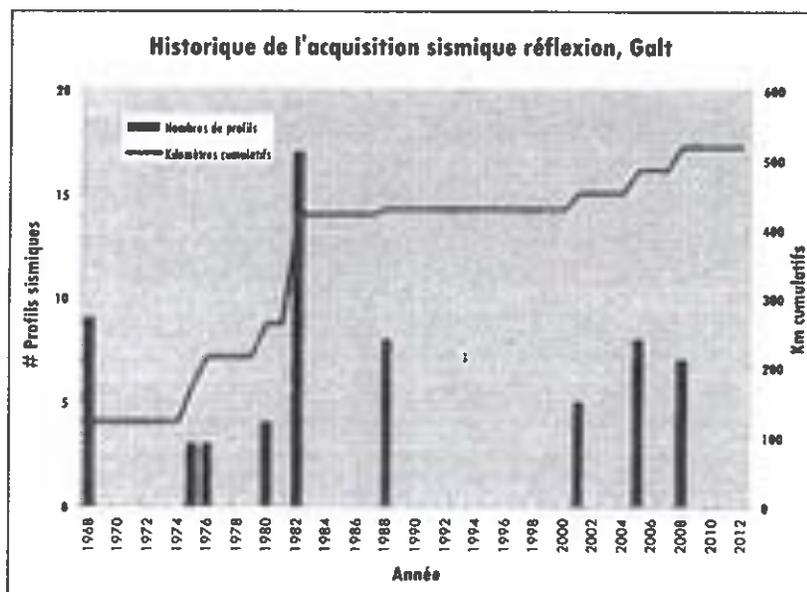
Le DST de courte durée réalisé dans la partie supérieure du réservoir de Forillon a permis de récupérer 8 barils de pétrole, ce qui démontre le potentiel pétrolier du puits. Ce test a été effectué dans la partie la plus haute des calcaires du Forillon où de la porosité vacuolaire (et de fractures) ainsi que des indices de pétrole ont été identifiés sur les déblais de forage. Dans la partie

horizontale, les nombreuses fractures naturelles observées dans les formations du Forillon inférieur et de l'Indian Point supérieur feront l'objet de travaux supplémentaires qui en permettront l'évaluation. Ces opérations amèneront l'information nécessaire afin de guider les prochaines étapes à suivre pour la complétion de ce puits.

Junex a amorcé ce printemps ses travaux de terrain au puits Galt no 5. Ces travaux permettront de poursuivre l'évaluation de la section du drain horizontal où des fractures naturelles abondantes et des indices de pétrole ont été enregistrés dans la partie inférieure du calcaire Forillon et la partie supérieure de la Formation de l'Indian Point. Le puits est présentement fermé et il le demeurera au cours des prochains mois afin de prendre des mesures concernant la remontée de pression. Si les résultats indiquent que la section horizontale du puits forée dans la partie profonde des calcaires du Forillon et dans la partie supérieure de la Formation de l'Indian Point peut être produite de façon commerciale, un essai de production prolongé de 8 mois sera alors entrepris. Dans le cas contraire, d'autres options pourraient être envisagées, incluant le forage, à partir du puits vertical, d'un second drain horizontal dans la partie supérieure des calcaires du Forillon.

Programme d'acquisition de sismique 3D

Ce levé de sismique 3D de 37 km² vise à déterminer la localisation optimale des prochains puits horizontaux sur la propriété pétrolière de Galt, particulièrement les puits Galt #6, Galt #7, Galt #8 et Galt #9 qui font partie de la campagne en cours. Les travaux de sismique 3D ont été réalisés selon le calendrier et le budget prévus. L'acquisition des données a été complétée au début octobre 2015. Ces nouvelles données sismiques aide à mieux définir la nature du réservoir dans les environs des puits Galt #4HZ et Galt #5HZ afin d'étendre spatialement leur caractéristique sismique. Elles fourniront en outre des informations importantes sur le contexte géologique local et régional dans lequel s'insère ces puits.



Ces données sismiques s'ajoutent aux plus de 500 km de profils sismiques 2D acquis dans la région de Galt depuis les années 1960.

Annexe 7 - Carte utilisée pour la planification de travaux sur Galt





Institut de recherche
et d'informations
socioéconomiques

INSTITUT DE RECHERCHE ET D'INFORMATIONS SOCIOÉCONOMIQUES
1710, rue Beaudry, bureau 3.4, Montréal (Québec) H2L 3E7
514.789.2409 • iris-recherche.qc.ca

PDF ISBN 978-2-924727-54-6

L'Institut de recherche et d'informations socioéconomiques (IRIS), un institut de recherche indépendant et progressiste, a été fondé à l'automne 2000. Son équipe de chercheur-e-s se positionne sur les grands enjeux socioéconomiques de l'heure et offre ses services aux groupes communautaires et aux syndicats pour des projets de recherche spécifiques.