



ÉVALUATION DES RÉSERVES D'HYDROCARBURES ET DE SAUMURE DES PROPRIÉTÉS AU 31 DÉCEMBRE 2005

31 Mars 2006

PRÉPARÉ PAR

PAUL LAROCHE

INGÉNIEUR GÉOLOGUE GÉOPHYSICIEN PÉTROLIER

871, AVENUE PAINCHAUD, QUÉBEC, (QC), CANADA, G1S 4L7, TÉL : 1- (418) 527-3573, CEL : 1- (418) 953-5160

paullaroche_geo@sympatico.ca

RAPPORT 7006



**ÉVALUATION DES RÉSERVES
D'HYDROCARBURES ET DE SAUMURE
DES PROPRIÉTÉS AU 31 DÉCEMBRE 2005**

PRÉPARÉ PAR

(Original signed)

Paul Laroche, ing, geo
31 mars 2006

PAUL LAROCHE

INGÉNIEUR GÉOLOGUE GÉOPHYSICIEN PÉTROLIER

871, AVENUE PAINCHAUD, QUÉBEC, (QC), CANADA, G1S 4L7, TÉL : 1- (418) 527-3573, CEL : 1- (418) 953-5160

paullaroche_geo@sympatico.ca

RAPPORT 7006

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	1
2. DESCRIPTION DES PROPRIÉTÉS DE JUNEX	3
2.1 TERRAINS AVEC RÉSERVES ATTRIBUÉES	4
2.1.1 Champ gazier et pétrolier de Galt	4
2.1.2 Permis Bécancour et bloc de Bécancour	6
2.1.3 Prospect Batiscan-Champlain	7
2.1.4 Saint-Simon	8
2.2 TERRAINS SANS RÉSERVES ATTRIBUÉES	10
2.2.1 Bloc de permis de la Baie-des-Chaleurs	10
2.2.2 Bloc de permis du Front Taconique	10
2.2.3 Bloc de permis de Portneuf	10
2.2.4 Bloc de permis de Val-Bélair	10
2.2.5 Bloc de permis de l'Assomption	10
2.2.6 Bloc de permis de Berthier	11
2.2.7 Bloc de permis de Saint-Barnabé	11
2.2.8 Bloc de permis de Sainte-Ursule	11
2.2.9 Bloc de permis de Contrecoeur	11
2.2.10 Bloc de permis de Haut-Richelieu	11
2.2.11 Bloc de permis de Saint-Jean-D'Iberville	11
2.2.12 Bloc de permis de Lacolle-Clarenceville	11
2.2.13 Bloc de permis de Lyster	12
2.2.14 Bloc de permis de Rivière-du-Loup	12
2.2.15 Évaluation des terrains sans réserves attribuées	12
2.3 PUITS FORÉS PAR JUNEX	15
3. ÉVALUATION DES RÉSERVES DES PROPRIÉTÉS RETENUES	17

3.1. PROPRIÉTÉS RETENUES AU 31 DÉCEMBRE 2005.....	17
3.2. MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE	17
3.2.1 Calcul des réserves et estimation de la production.....	17
3.2.2. Hypothèses techniques et économiques utilisées	18
3.3. DISCUSSIONS ET RÉSULTATS	22
3.3.1. Galt.....	22
3.3.2. Bécancour.....	23
3.3.3. Batiscan	26
3.3.4. Saint-Simon.....	27
3.4 COMPILATION DES RÉSULTATS	28
ANNEXE 1 :	40
<i>CALCULS DÉTAILLÉS DES RÉSERVES ET ÉTUDES ÉCONOMIQUES</i>	40
SECTION 1 : PÉTROLE ET GAZ, PRIX ET COÛTS CONSTANTS	41
SECTION 2 : PÉTROLE ET GAZ, PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS	56
SECTION 3 : SAUMURE, PRIX ET COÛTS CONSTANTS.....	71
SECTION 4 : SAUMURE, PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS.....	81
ANNEXE 2 :	91
CERTIFICAT DE QUALIFICATION	91

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Localisation des permis de recherche de JUNEX au Québec.....	3
Figure 2 : Adaptation de la production de saumure à la demande, JUNEX	25

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Résultats de forage sur le champ de Galt.....	5
Tableau 2 :	Résultats de forage à Bécancour.....	7
Tableau 3 :	Résultats de forage à Batiscan-Champlain.....	8
Tableau 4 :	Résultats de forage sur Saint-Simon.....	9
Tableau 5 :	Évaluation des terrains de JUNEX sans réserves attribuées.....	13
Tableau 6 :	Puits de JUNEX de 1999 à 2005.....	15
Tableau 7 :	Hypothèses de prix prévisionnels au 31 décembre 2004.....	19
Tableau 8 :	Programme d'investissements prévu par JUNEX.....	20
Tableau 9 :	Relevé des réserves de pétrole et de gaz, Prix et coûts constants.....	28
Tableau 10 :	Relevé des réserves de saumure, Prix et coûts constants.....	28
Tableau 11 :	Valeur des produits d'exploitation nets futurs des réserves de pétrole et de gaz, Prix et Coûts Constants.....	29
Tableau 12 :	Valeur des produits d'exploitation nets futurs des réserves de saumure, Prix et Coûts Constants.....	30
Tableau 13 :	Produits d'exploitation nets futurs de pétrole et de gaz, Non Actualisés, Prix et Coûts Constants.....	31
Tableau 14 :	Produits d'exploitation nets futurs de saumure, Non Actualisés, Prix et Coûts Constants.....	31
Tableau 15 :	Produits d'exploitation nets futurs par groupe de production, Prix et coûts constants.....	32
Tableau 16 :	Produits d'exploitation nets futurs par groupe de production, Prix et coûts constants.....	32
Tableau 17 :	Valeur des produits d'exploitation nets futurs de pétrole et de gaz, Prix et Coûts Prévisionnels.....	33
Tableau 18 :	Valeur des produits d'exploitation nets futurs de saumure, Prix et Coûts Prévisionnels.....	33
Tableau 19 :	Produits d'exploitation nets futurs de pétrole et de gaz, Non Actualisés, Prix et Coûts Prévisionnels.....	34
Tableau 20 :	Produits d'exploitation nets futurs de saumure, Non Actualisés, Prix et Coûts Prévisionnels.....	34
Tableau 21 :	Produits d'exploitation nets futurs par groupe de production de pétrole et de gaz, Prix et coûts prévisionnels.....	35
Tableau 22 :	Produits d'exploitation nets futurs par groupe de production de saumure, Prix et coûts prévisionnels.....	35
Tableau 23 :	Variation des réserves nettes par type de produits de pétrole et de gaz, Prix et coûts constants.....	36
Tableau 24 :	Variation des réserves nettes par type de produits de saumure,	

Prix et coûts constants.....	37
Tableau 25 : Variation des changements dans les produits d'exploitation nets futurs calculés à un taux d'actualisation de 10%, Réserves prouvées de pétrole et de gaz, Prix et coûts constants.....	38
Tableau 26 : Variation des changements dans les produits d'exploitation nets futurs calculés à un taux d'actualisation de 10%, Réserves prouvées de saumure, Prix et coûts constants.....	38
Tableau 27 : Production de JUNEX en 2004.....	39

1. INTRODUCTION

JUNEX INC. (JUNEX), a mandaté PAUL LAROCHE, ingénieur géologue pétrolier indépendant, afin de procéder à l'évaluation des réserves d'hydrocarbures (pétrole et gaz) et de saumure au 31 décembre 2005 qui ont été trouvées jusqu'ici sur les propriétés d'exploration de la société au Québec.

Ce document présente donc une évaluation indépendante des réserves prouvées, probables et selon le cas, additionnelles possibles ainsi que la valeur actualisée (prix et coûts constants et prix et coûts prévisionnels) des différentes propriétés pétrolières, gazières et de production de saumure de la société JUNEX.

Les travaux effectués par JUNEX au cours de l'année 2005 n'ont pas apporté de changements significatifs aux taux de production anticipés que nous avons utilisés l'année dernière. Nos estimations utilisent donc encore cette année, à quelques modifications près (indiquées dans le texte), les paramètres employés lors de notre évaluation de l'année dernière. Ces paramètres intrants ont été actualisés en fonction des données existantes en date du 31 décembre 2005. Une revue de la documentation pertinente sur les travaux effectués et sur les propriétés a été effectuée aux bureaux de JUNEX à Québec durant le mois de mars 2006, permettant d'apporter les ajustements nécessaires aux données de base pour tenir compte des variations par rapport à l'an dernier.

L'évaluation des réserves de fluides (pétrole, gaz et saumure) dans une formation géologique à partir d'un puits donné est obtenue en simulant la production cumulative résultante sur une période approximative de 15 ans en utilisant une production initiale déclinant de façon exponentielle jusqu'à l'abandon ("Production Decline Method"). Le choix du niveau de production initial est basé sur les essais d'écoulement effectués dans les formations concernées.

Les prix de base utilisés pour faire l'évaluation économique sont :

- pour le pétrole, le prix publié par Sproule Associates Ltd. en date du 31 décembre 2005,
- pour le gaz des Basses-Terres du Saint-Laurent, le prix Spot à Montréal au gazoduc de Gaz Métropolitain en date du 31 décembre 2005,
- pour le gaz porté en Gaspésie, le prix de vente moyen du gaz porté en 2005.
- pour la saumure, le prix est basé sur la moyenne des contrats d'approvisionnement obtenus au 31 décembre 2005. Celui-ci est le même que l'an dernier.

Ces prix sont utilisés en 2006 dans nos simulations et une inflation annuelle de 1,5% est employée par la suite dans le cas des données prévisionnelles. Pour notre étude économique, les programmes de travaux et les coûts d'investissements sur les propriétés sont ceux fournis par JUNEX.

Les principes de base que nous avons retenus pour réaliser l'évaluation des réserves suivent des concepts géologiques et d'ingénierie connus et sont conformes aux normes et règlements en vigueur. L'application de ces concepts implique cependant un effort de jugement de notre part et aussi le besoin d'avoir recours à des hypothèses qui pourraient être appelées à changer dans le temps selon les résultats des futures explorations. Les risques associés à chacune des propriétés retenues selon le type de réserves ont été déterminés au meilleur de notre connaissance actuelle, en considérant des paramètres plutôt conservateurs.

Notre évaluation tient compte des exigences de l'instrument National 51-101 portant sur les évaluations des réserves de pétrole et de gaz, en conformité avec les définitions et interprétations figurant dans le manuel COGEH (Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook). Comme la production de saumure utilise les mêmes moyens et concepts que la production de gaz et de pétrole, nous avons procédé de la même manière pour nos simulations.

Il ne faudrait pas présumer que les estimés de produits d'exploitation nets futurs présentés dans les tableaux de ce rapport représentent la juste valeur marchande des réserves en cause. Il n'existe aucune assurance que les prix et coûts constants ou prévisionnels ainsi que les autres hypothèses utilisées seront éventuellement rencontrées et la variance pourrait être importante. Il n'est pas non plus certain que les réserves et les productions estimées seront récupérées. Les réserves peuvent être supérieures ou inférieures à l'estimation présentée.

MISE EN GARDE DE L'AUTEUR :

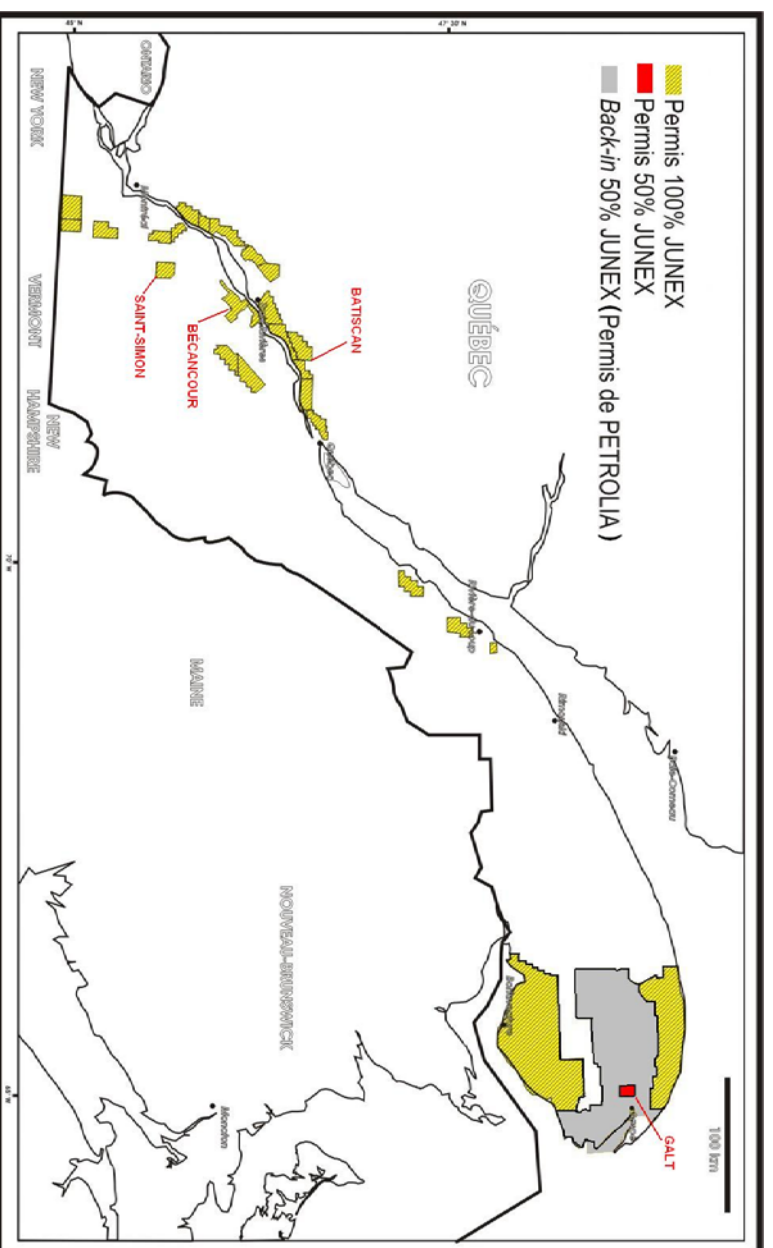
Les produits nets futurs que JUNEX pourra tirer de ses réserves de pétrole, de gaz naturel et de saumure sont incertains. L'estimation des réserves elles-mêmes relève d'un processus complexe qui repose sur un nombre considérable de décisions et d'hypothèses permettant d'évaluer les données géologiques, géophysiques, d'ingénierie et économiques qui sont disponibles à l'égard de chaque réservoir. Les données réelles quant à la production future, les cours du pétrole et du gaz ainsi que la valeur de la saumure sur le marché, les dépenses de mise en valeur, les frais d'exploitation et les quantités de réserves récupérables peuvent varier de façon importante. De plus, les réserves peuvent faire l'objet de révisions à la hausse ou à la baisse compte tenu des résultats qui seront obtenus lors de travaux d'exploration et de mise en valeur future, des cours en vigueur pour les produits vendus et d'autres facteurs dont plusieurs sont indépendants de la volonté de la société. De plus, toute augmentation ou diminution sur le plan de la consommation par les acheteurs de produits ainsi que toute modification apportée à la réglementation gouvernementale ou sur le plan des impôts peuvent avoir des conséquences sur les rentrées nettes futures réelles. La Société aura besoin de financement additionnel à l'avenir afin de poursuivre ses activités d'exploration et de mise en valeur des réserves probables. Rien ne garantit que ce financement sera disponible ou, s'il l'est, qu'il le sera selon des modalités raisonnables.

2. DESCRIPTION DES PROPRIÉTÉS DE JUNEX

Les propriétés de JUNEX au Québec (Figure 1) cumulent une superficie de terrains sous permis de recherche de pétrole et de gaz (PG) ou sous permis de recherche de réservoirs souterrains (RS) délivrés par le gouvernement du Québec, de quelques 1 011 733 hectares brut ou, 1,008,433 hectares net.

En Gaspésie, les propriétés se divisent en deux (2) blocs totalisant 594 749 Ha (Net : 591 449 Ha). Outre ces blocs, la société a un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel (2003BP109) couvrant 200 hectares qui a été émis le 31 octobre 2003 pour produire le champ de Galt. De plus, JUNEX a une option de retour (back-in) de 50% en cas de découverte commerciale de la part de Pétrolia dans deux blocs de 640 487 hectares qu'elle a affermés à Pétrolia en 2005. Les autres propriétés forment cinq (5) blocs de permis totalisant 375 002 Ha dans les Basses-Terres du Saint-Laurent et un bloc de 41 982 Ha dans le Bas Saint-Laurent. Les permis de recherche de la société ont été délivrés initialement pour une période de cinq (5) ans avec possibilité de renouvellement annuel pour 5 autres années. La société a un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel (2003BP109) couvrant 200 hectares qui a été émis le 31 octobre 2003 pour produire le champ de Galt en Gaspésie.

Figure 1 : Localisation des permis de recherche de JUNEX au Québec



Une rente annuelle de 0,10 \$ l'hectare est prévue et un minimum de travaux d'exploration statutaires doit être exécuté à chaque année. Ces travaux équivalent à 0,50 \$ par hectare la première année et augmentent de 0,50 \$ par hectare à chaque année subséquente, soit jusqu'à 2,50 \$ l'hectare la cinquième année. Pour les cinq autres renouvellements annuels subséquents alloués par la réglementation, la rente sera de 0,50 \$ par hectare et les travaux exigibles seront de 2,50 \$ par hectare.

Dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, JUNEX possède des propriétés sur lesquelles elle a développé une production parallèle de saumure dérivé de ses activités d'exploration de pétrole et gaz. Cette activité est une source de revenus pour JUNEX qui commercialise la saumure depuis 2004 en un produit déglaçant et abat-poussière, le SOLNAT, dont le marché est en plein essor.

2.1 TERRAINS AVEC RÉSERVES ATTRIBUÉES

Les propriétés considérées en date du 31 décembre 2005 dans notre évaluation des réserves de pétrole, de gaz et de saumure sont les plus avancées du point de vue exploration et sur lesquelles des résultats de forage encourageants ont été obtenus ou une production est en cours. Il s'agit des propriétés suivantes :

- LE CHAMP GAZIER DE GALT SITUÉ EN GASPÉSIE (PART JUNEX 50%)
- BÉCANCOUR, SITUÉ À M-CHEMIN ENTRE QUÉBEC ET MONTRÉAL (PART JUNEX 100%)
- SAINT-SIMON, LOCALISÉ AU SUD-EST DE MONTRÉAL (PART JUNEX 80%)
- BATSCAN-CHAMPLAIN, SITUÉ AU NORD DE BÉCANCOUR: (PART JUNEX 100%)

2.1.1 Champ gazier et pétrolier de Galt

La propriété de Galt couvre une superficie de 6 600 hectares et elle est située à environ 20 kilomètres de la ville de Gaspé. JUNEX détient le permis d'exploration sur cette propriété ainsi qu'un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel (2003BP109) couvrant 200 hectares en partenariat à 50% avec Gestion Bernard Lemaire.

Trois forages ont à ce jour été effectués dans la région de Galt: le puits Galt No. 1 produit du gaz naturel en faible quantité (environ 30 mpc/j) ; le puits Galt No. 2 a été abandonné, n'ayant pas atteint son objectif géologique ; et le puits Galt No. 3 est devenu le premier puits québécois à produire du pétrole en quantité significative. Les sites de forage et de production sont accessibles par des routes asphaltées et de bons chemins forestiers. Un gazoduc de 4,1 kilomètres relie la production aux installations de distribution situées en bordure de la route provinciale 198.

Géologie

En 1983, le puits SOQUIP–Petro Canada - Impérial Galt no. 1 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 Jaltn 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.

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.

Le forage Galt No.2 fut foré en 2002 sans résultats significatifs et le forage Galt No.3 a suivi en 2003 avec une production de gaz et de pétrole léger.

Tableau 1 : Résultats de forage sur le champ de Galt

Puits	Statut	Zone réservoir	Résultats
SOQUIP et Galt No.1	Producteur	2300 – 2400 m kb	Gaz avec condensats
JUNEX et al. Galt No.2	Abandonné	2270 – 2370 m kb	Un peu de gaz et de pétrole
JUNEX et al. Galt No.3	En cours d'évaluation	2000 – 2100 m kb	Gaz et pétrole léger

Réserves évaluées et mise en valeur

Le champ de Galt est l'une des propriétés de JUNEX sur laquelle les connaissances sont les plus développées et qui contient des réserves prouvées et probables de gaz et de pétrole. Cette propriété est prise en considération pour la détermination des réserves.

À l'été 2005, JUNEX a installé une pompe dans le puits Galt No.1 pour la récupération des condensats et a effectué des travaux de stimulation massive au puits Galt No.3, suite de l'installation d'une pompe à bascule afin de faire un essai de production prolongé sur le puits. Au cours de l'année 2005, le puits No.3 a produit un total de 1065 barils de pétrole léger. Les résultats des essais prolongés laissent croire à une capacité de production d'une dizaine de barils de pétrole par jour.

La présence de brèche de dissolution et de dolomie hydrothermale dans le puits Galt No.3 encourage la poursuite des recherches autour de ce nouveau modèle d'exploration. JUNEX est à identifier les prochaines cibles de forage dans la région et un puits, Galt No.4, sera foré en 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.

2.1.2 Permis Bécancour et bloc de Bécancour

JUNEX possède un intérêt de 100% sur les trois permis d'exploration du bloc Bécancour (1996PG950, 2002RS056 et 2004PG769) qui couvre une superficie de 33 667 hectares dans la région de Bécancour. Dans ce secteur, deux baux d'exploitation de saumure (2003BS501 et 2003BS502), de respectivement 1995 hectares et 1939 hectares, ont été émis le 31 octobre 2003. Annexé à la région de Bécancour, le permis d'exploration de Nicolet (2002RS056) couvrant une superficie de 22 000 hectares est assujéti à 5% ORRI.

Localisation et accès

Le bloc de Bécancour est localisé sur la rive-sud du fleuve Saint-Laurent, face à la ville de Trois-Rivières. Le bloc s'étend de la rivière Nicolet à la rivière Gentilly, à mi-chemin entre les villes de Montréal et Québec sur l'important parc industriel de Bécancour. Ce parc est desservi par le réseau de distribution de gaz naturel de GMI et comporte également des installations portuaires majeures. Les accès à tous les sites de forage se font par des routes asphaltées. Le territoire est aussi partiellement couvert par des terrains agricoles et forestiers.

Géologie

Le projet d'exploration de Bécancour est relativement mature. Dix forages d'exploration ont traversé la plate-forme cambro-ordovicienne dans cette région. Plusieurs indices de gaz naturel ont été découverts, souvent associées à d'importantes accumulations de saumure hyper saline (240 à 340 g/L de solides dissous). Les zones réservoirs les plus intéressantes reconnues dans ce secteur sont situées dans les Groupes de Trenton/Black-River et dans certains niveaux du Groupe de Beekmantown. Les données géophysiques et les données de forages sur le projet ont défini deux structures fermées (Sainte-Angèle et Bécancour) d'environ 400 hectares chacune. Plus de 200 kilomètres de données sismiques sont disponibles dans ce secteur. JUNEX possède l'ensemble de ces données.

Depuis 2002, JUNEX produit et commercialise la saumure naturelle de Bécancour sous l'appellation SOLNAT. La saumure est extraite à partir des puits de Soquip Bécancour No.2, Husky Bruyère No.1 et JUNEX Bécancour No.3. La capacité de production journalière est évaluée à 60 000 litres. Le prix de vente moyen en 2005 pour la saumure naturelle a été de 0,09\$/L. À moyen terme, JUNEX espère convertir une partie de l'aquifère en stockage souterrain de gaz naturel. Une étude de préfaisabilité pour ce projet a été réalisée par GEOSTOCK en 2003.

En 2003, JUNEX a complété une série de trois puits de délimitation tel que recommandé par l'étude de GEOSTOCK. Le puits JUNEX Bécancour No.3 a intersecté des zones réservoirs dont la plus intéressante est localisée au sommet du Groupe de Trenton. Le puits JUNEX Bécancour No.4 a intersecté une zone de gaz de petite dimension et est actuellement suspendu. Le puits JUNEX Bécancour No 5 est suspendu et le puits JUNEX Bécancour No.6 est toujours sous évaluation pour tester une zone de saumure. Le puits JUNEX Bécancour No.7 a débuté en 2004 et fut complété en 2005 à une profondeur totale de 1 067 mètres. Cinq zones ont été testées pour préciser la zone de production à 870 mètres dans les calcaires des Groupe de Trenton et Black-River (TBR). Un essai de production à long terme a ensuite été réalisé. Les résultats préliminaires indiquent la présence d'une zone réservoir de qualité. JUNEX est à évaluer la remontée de pression du puits. Quatre des dix puits de la région sont actuellement soit en production de saumure naturelle ou en cours d'évaluation pour le devenir.

En 2006, JUNEX prévoit forer au moins un nouveau puits dans la région avec toujours pour objectif primaire de découvrir une accumulation de gaz qui permettrait de développer un stockage souterrain et avec comme objectif secondaire la production additionnelle de saumure naturelle.

Réserves évaluées et mise en valeur

Le prospect de Bécancour est l'une des propriétés de JUNEX qui a été la plus développée en termes de travaux d'exploration et qui contient des réserves de gaz probables et possibles futures. Cette zone présente aussi des réserves importantes de saumure commercialisable.

Tableau 2 : *Résultats de forage à Bécancour*

Puits	Statut	Zone réservoir	Résultats
SOQUIP et al. Bécancour No.1	En cours d'évaluation	970 – 980 m kb	Gaz avec condensats
SOQUIP et al. Bécancour No.2	Producteur	930 – 950 m kb	Saumure
Husky Bruyère No.1	Producteur	1240 m kb	Saumure
JUNEX Bécancour No.1	Suspendu		
JUNEX Bécancour No.2	En cours d'évaluation	840 – 900 m kb	Saumure et gaz
JUNEX Bécancour No.3	En cours d'évaluation	750 – 800 m kb	Saumure
JUNEX Bécancour No.4	Suspendu		
JUNEX Bécancour No.5	Suspendu		
JUNEX Bécancour No.6	En cours d'évaluation	875 – 920 m kb	Saumure
JUNEX Bécancour No.7	En cours d'évaluation	870 m kb	Gaz, condensats et saumure

2.1.3 Prospect Batiscan-Champlain

JUNEX possède un intérêt de 100% dans les permis d'exploration 2002PG596 et 2002PG597 qui couvrent une superficie totale de 46 363 hectares. Le prospect de Batiscan-Champlain est situé sur la rive-nord du fleuve Saint-Laurent à mi-chemin entre les villes de Montréal et Québec, à 20 km à l'est de Trois-Rivières au Québec. Tous les sites d'exploration sont accessibles par des routes asphaltées et chemins de gravier. Le territoire se situe en terrains agricoles et forestiers. Le gazoduc de GMI traverse ces permis.

Géologie

Les objectifs d'exploration dans le secteur de Batiscan sont les brèches HTD dans le Groupe de Trenton et Black-River, les ressources non-conventionnelles dans les shales (shale gas) et les dépôts quaternaires (du type de Pointe-du-Lac). Ces cibles sont localisées entre 50 et 700 mètres de profondeur. Plusieurs puits dans cette région ont rencontré du gaz naturel dans le Groupe de Trenton et de la saumure dans les grès à la base du Groupe de Black-River. Le puits Bald Mountain Batiscan No.1 ainsi que les quatre autres puits qui le suivirent rencontrèrent tous une zone poreuse et perméable dans le Groupe de Trenton.

Le puits JUNEX Batiscan No. 1, foré en 2003 jusqu'à une profondeur de 888 mètres qui a été complété par JUNEX pour une production future de saumure a permis de mieux définir la géométrie du secteur. JUNEX a complété en 2005 un levé sismique dans la région et si l'interprétation des données qui est actuellement en cour le justifie, un ou deux puits seront forés dans la région au cours des prochains mois.

Réserves évaluées et mise en valeur

Le prospect de Batiscan-Champlain est l'une des propriétés de JUNEX qui offre un bon potentiel de développement et qui possède déjà des réserves probables de gaz. Cette propriété est prise en considération pour la détermination des réserves.

Tableau 3 : Résultats de forage à Batiscan-Champlain

Puits	Statut	Zone réservoir	Résultats
Bald Mountain Batiscan No.1	En cours d'évaluation	670 m kb	Gaz
JUNEX Batiscan No.1	En cours d'évaluation	830 m kb	Saumure

2.1.4 Saint-Simon

JUNEX possède un intérêt de 80% dans le permis Saint-Simon (2003PG761) couvrant une superficie totale de 15 884 hectares. Le prospect Saint-Simon est situé à environ 15 km à l'ouest de Saint-Hyacinthe. Les zones d'exploration sont accessibles par des routes asphaltées et le territoire est couvert par des terres agricoles et forestières. Le gazoduc provincial de GMI est situé à moins de trois kilomètres du puits principal de ce permis.

Géologie

La zone de Saint-Simon montre une géologie très similaire à la géologie observée au gisement de gaz naturel de Saint-Flavien, développé par Shell et SOQUIP (production cumulative de 5,7 bcf entre 1980 et 1994). Le puits Shell St-Simon No.1 est situé sur le front de déformation de l'orogénie appalachienne, dans la zone de chevauchement parautochtone. En profondeur, on retrouve les roches de la plate-forme carbonatée cambro-ordovicienne transportées vers le nord-ouest sur une dizaine de kilomètres. Quatre puits d'exploration ont

été forés par le passé sur les écaillies de chevauchement et ont rencontré des indices de gaz mais seulement le premier puits, Shell St-Simon No.1, a démontré un potentiel suffisant pour une mise en production éventuelle.

En 2005, JUNEX a conclu une entente avec deux partenaires (Pétrolia 10% et Gastem 10%) dans un projet visant à ré-entrer le puits Shell Saint-Simon No.1 foré en 1969. Le puits a donc été approfondi en juillet jusqu'à 2 580 mètres et parachevé de manière à permettre la réalisation d'essais de productivité.

Ces essais effectués à l'automne indiquent que la zone de gaz naturel identifiée par Shell en 1969 a été rencontrée à partir de 2 519 mètres dans les calcaires dolomitiques du Groupe de Black-River. La présence de porosité a été observée lors de l'analyse des déblais de forage. Des dolomies hydrothermales dans les calcaires ordoviciens (TBR) exposés en surface au sud du puits de Saint-Simon ont également été identifiées récemment.

Le territoire est couvert par une centaine de kilomètres de profils sismiques acquis par Shell et SOQUIP auxquels s'ajoutent quelques dizaines de kilomètres de lignes plus récentes de Terranex et de Bow Valley, ce qui permet une bonne compréhension de la structure. JUNEX recherchera en 2006 de partenaires additionnels afin d'effectuer des travaux sismiques et d'éventuellement forer un ou deux nouveaux puits sur la structure.

Réserves évaluées et mise en valeur

Le prospect de Saint-Simon est l'une des propriétés de JUNEX qui offre un bon potentiel de développement et qui possède déjà des réserves probables de gaz. Cette propriété est prise en considération pour la détermination des réserves.

Tableau 4 : Résultats de forage sur Saint-Simon

Puits		Statut	Zone réservoir	Résultats
Shell Saint-Simon No.1		Abandonné	2500 m kb	Gaz (440 mcf)
Réentrée par JUNEX		En cours d'évaluation	2519 + mkb	Gaz
Shell Saint-Simon No.1				

2.2 TERRAINS SANS RÉSERVES ATTRIBUÉES

En 2005, JUNEX a considérablement réduit son territoire sans réserves attribuées. La société a affirmé deux grands blocs de permis totalisant quelque 639 606 hectares en Gaspésie (Gaspé et Gastonguay) qui sont maintenant explorés par Pétrolia mais sur lesquels JUNEX conserve une option (*back in*) de retour à 50% en cas de découverte commerciale.

2.2.1 Bloc de permis de la Baie-des-Chaleurs

JUNEX possède 100% d'un bloc de 22 permis d'exploration couvrant une superficie de 412 796 hectares, localisé au sud de la Péninsule gaspésienne. Le bassin sédimentaire à cet endroit est d'âge ordovicien à silurien et jusqu'ici pratiquement inexploré. Après avoir réalisé des travaux en 2003 et 2004, dont la définition géochimique des roches-mères potentielles et un levé aéromagnétique de haute-résolution (en partenariat avec la CGC), JUNEX a complété en 2005 un levé sismique de 90 km. L'interprétation des données révèle l'existence de structures fermées et de pièges structuraux typiques des biseaux tectoniques.

2.2.2 Bloc de permis du Front Taconique

JUNEX possède à 100% ce bloc de 8 permis d'exploration dont la superficie est de 175 734 hectares dans la partie nord de la Péninsule gaspésienne. Les permis sont accessibles par routes asphaltées et chemins forestiers dans le territoire est montagneux. Les obligations statutaires liées à ce bloc de permis sont de 1 238 924,70 \$ au terme de l'année 2007.

2.2.3 Bloc de permis de Portneuf

JUNEX possède 100% des permis d'exploration 2002PG670, 2002PG671 et 2002PG672 dont la superficie totale est de 56 415 hectares. Ce bloc se situe sur la rive nord du Saint-Laurent entre Trois-Rivières et Québec. Le territoire est agricole et forestier. Le gazoduc de GMI traverse les permis. Les obligations statutaires sont de 397 725,75\$ au terme de l'année 2007.

2.2.4 Bloc de permis de Val-Bélair

JUNEX possède un intérêt de 100% dans le permis d'exploration 2002PG652 d'une superficie de 16 274 hectares situé sur la rive nord du Saint-Laurent dans la région de la Ville de Québec. Le territoire est agricole et forestier. Le gazoduc de GMI traverse le permis. Les obligations liées au permis de Val-Bélair sont de 114 731,70\$ au terme de l'année 2007.

2.2.5 Bloc de permis de l'Assomption

JUNEX possède à 100% les permis 2002PG601 et 2002PG602 dont la superficie est de 28 189 hectares et qui sont situés sur la rive nord du Saint-Laurent dans la région de Lanaudière. Le territoire est agricole et forestier. Le gazoduc de GMI traverse les permis. Les obligations statutaires liées à ce bloc de permis sont de 198 732,45\$ au terme de l'année 2007.

2.2.6 Bloc de permis de Berthier

JUNEX a 100% du permis d'exploration 2002PG600 qui couvre une superficie de 24 094 hectares sur la rive nord du Saint-Laurent, près du parc industriel de Sorel-Tracy. Ce territoire est agricole et forestier. Le gazoduc de GMI traverse le permis et les obligations statutaires sont de 169 862,70\$ au terme de l'année 2007.

2.2.7 Bloc de permis de Saint-Barnabé

JUNEX possède le permis d'exploration 1999PG511 couvrant 14 973 hectares sur la rive nord du Saint-Laurent, à 30 km à l'ouest de la ville de Trois-Rivières. Le territoire y est agricole. Le gazoduc de GMI et le stockage souterrain de Pointe-du-Lac sont situés à proximité du permis. Les obligations statutaires ont été de 142 992,15\$ au terme de l'année 2005 et il a été renouvelé pour 2006.

2.2.8 Bloc de permis de Sainte-Ursule

JUNEX possède un intérêt de 100% assujéti à 5% ORRI sur le permis d'exploration 2002RS057 couvrant une superficie de 14 417 hectares. Le permis est situé sur la rive nord du lac Saint-Pierre, 30 km à l'ouest de Trois-Rivières. Le territoire est agricole et le gazoduc de GMI est situé à proximité. Les obligations statutaires seront de 101 639,85\$ à la fin de 2007.

2.2.9 Bloc de permis de Contrecoeur

JUNEX possède 100% (assujéti à 5% ORRI) du permis d'exploration 2002RS058 d'une superficie de 8 880 hectares. Il est situé sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, du côté ouest de la rivière Richelieu près du parc industriel de Contrecoeur. Le territoire est agricole et le gazoduc de GMI le traverse en approvisionnant les parcs industriels de Contrecoeur, Tracy et Sorel. Les obligations statutaires sont de 62 604,00\$ au terme de l'année 2007.

2.2.10 Bloc de permis de Haut-Richelieu

JUNEX possède 100% (assujéti à 5% ORRI) du permis d'exploration 2002RS059 couvrant 13 470 hectares à 40 km au nord-est de Montréal du côté est de la rivière Richelieu. Le territoire est agricole et le gazoduc de GMI, qui approvisionne les parcs industriels de Contrecoeur, Tracy et Sorel, le traverse. Les obligations statutaires sont de 94 963,50\$ au terme de l'année 2007.

2.2.11 Bloc de permis de Saint-Jean-D'Iberville

JUNEX possède 100% du permis d'exploration 2002RS060 (assujéti à 5% ORRI) couvrant une superficie de 18 156 hectares. Il est situé à 50 km au sud-est de Montréal du côté est de la rivière Richelieu. Le territoire est agricole et le gazoduc de GMI le traverse. Les obligations statutaires sont de 127 999,80\$ au terme de l'année 2007.

2.2.12 Bloc de permis de Lacolle-Clarenceville

JUNEX a 100% des permis 2000PG543 et 2001PG562 qui couvrent 37 113 hectares, le long de la rivière Richelieu, au sud de Saint-Jean-D'Iberville. Le territoire est agricole et le

gazoduc qui relie la Montérégie au North Country Gas Pipeline (État de New York) le traverse. Un gazoduc Montréal-Vermont de TPCL est également à proximité. Les obligations statutaires sont de 261 646,65\$ au terme de l'année 2006.

2.2.13 Bloc de permis de Lyster

JUNEX possède à 100% les permis 2002PG598 et 2002PG599 couvrant 47 707 hectares à 60 km au sud-ouest de Québec. Le territoire est agricole et forestier. Le gazoduc de GMI qui relie le stockage de Saint-Flavien au réseau provincial est situé à proximité. Les obligations statutaires sont de 336 334,35\$ au terme de l'année 2007.

2.2.14 Bloc de permis de Rivière-du-Loup

JUNEX possède 100% d'un bloc de trois permis (2004PG762, 2004PG763, 2004PG764) couvrant au total 41 982 hectares. Le bloc est situé sur la rive sud du Fleuve Saint-Laurent, près de Rivière-du-Loup (région du Bas-du-Fleuve). Le territoire est agricole et forestier. Le projet de terminal méthanier d'Énergie Cacouna (Péto-Canada et TransCanada Pipeline) est situé à proximité des permis. Les obligations statutaires sont de 295 973,10\$ au terme de l'année 2009.

2.2.15 Évaluation des terrains sans réserves attribuées

Au cours de 2005, JUNEX a affermé ses blocs de permis de Gaspé et de Gastonguay à la société Pétrolia Inc. qui procédera maintenant à l'exploration de ceux-ci. Dans cette entente, JUNEX conserve sur ces territoires une option de retour à 50% (50% Back-in) en cas de découvertes de la part de Pétrolia. Ce faisant, JUNEX a ainsi considérablement réduit en 2005 ses terrains sans réserves attribuées ainsi que la valeur des actifs qui s'y rattachent.

L'évaluation des terrains sans réserve attribuée est établie au moyen de la valeur des travaux effectués sur ceux-ci, de la valeur des rentes, de la présence sur les terrains ou à proximité d'infrastructures favorables, de la présence des immobilisations s'y trouvant, ou, de la valeur des ententes d'amodiation conclues avec un partenaire sur la superficie en cause.

Au total, la valeur des terrains sans réserves attribuées qui sont constitués de 56 permis d'exploration s'établit à **7 894 267,54\$**, soit :

- **224 603,70\$** pour les permis de la région du Bas du Fleuve,
- **4 884 042,40\$** pour ceux des Basses-Terres et,
- **2 785 621,44\$** pour les propriétés de la Gaspésie.

Les détails de cette évaluation selon les blocs de permis sont présentés au Tableau 5. On remarquera que la valeur des propriétés de JUNEX qui sont situées en Gaspésie a considérablement chuté en 2005 par rapport à l'année précédente.

Tableau 5 : Évaluation des terrains de JUNEX sans réserves attribuées

PARTIE A : GASPÉSIE

Propriétés	Permis	Intérêt	Superficie brute (hectares)	Superficie nette (hectares)	Valeur de la superficie nette (dollars)	Valeur évaluée /hectare brut
Gait	1998RS053	50%	6 600	3 300	148 500,00 \$	45,00 \$
Baie des Chaleurs						
2001PG581		100%	20 351	20 351	100 126,92 \$	4,92 \$
2001PG582		100%	20 652	20 652	101 607,84 \$	4,92 \$
2001PG583		100%	10 925	10 925	53 751,00 \$	4,92 \$
2001PG584		100%	20 602	20 602	101 361,84 \$	4,92 \$
2001PG585		100%	20 652	20 652	101 607,84 \$	4,92 \$
2001PG586		100%	18 885	18 885	92 914,20 \$	4,92 \$
2001PG587		100%	20 142	20 142	99 098,64 \$	4,92 \$
2001PG588		100%	16 203	16 203	79 718,76 \$	4,92 \$
2001PG589		100%	20 710	20 710	101 893,20 \$	4,92 \$
2001PG590		100%	20 411	20 411	100 422,12 \$	4,92 \$
2001PG591		100%	20 398	20 398	100 358,16 \$	4,92 \$
2001PG592		100%	22 950	22 950	112 914,00 \$	4,92 \$
2001PG593		100%	18 885	18 885	92 914,20 \$	4,92 \$
2001PG594		100%	22 938	22 938	112 854,96 \$	4,92 \$
2001PG595		100%	17 472	17 472	85 962,24 \$	4,92 \$
2002PG653		100%	15 315	15 315	75 349,80 \$	4,92 \$
2003PG733		100%	22 600	22 600	111 192,00 \$	4,92 \$
2003PG734		100%	18 491	18 491	90 975,72 \$	4,92 \$
2003PG735		100%	19 036	19 036	93 657,12 \$	4,92 \$
2003PG736		100%	14 251	14 251	70 114,92 \$	4,92 \$
2003PG739		100%	12 031	12 031	59 192,52 \$	4,92 \$
2003PG740		100%	18 515	18 515	91 093,80 \$	4,92 \$
Total			412 415	412 415	2 029 081,80 \$	
Front taconique						
2002PG644		100%	20 303	20 303	70 248,38 \$	3,46 \$
2002PG645		100%	19 308	19 308	66 805,68 \$	3,46 \$
2002PG646		100%	21 005	21 005	72 677,30 \$	3,46 \$
2002PG647		100%	22 914	22 914	79 282,44 \$	3,46 \$
2002PG648		100%	23 653	23 653	81 839,38 \$	3,46 \$
2002PG649		100%	24 676	24 676	85 378,96 \$	3,46 \$
2002PG650		100%	22 321	22 321	77 230,66 \$	3,46 \$
2002PG651		100%	21 554	21 554	74 576,84 \$	3,46 \$
Total			175 734	175 734	608 039,64 \$	
Total Gaspésie			594 749,00 \$	591 449,00 \$	2 785 621,44 \$	

Tableau 5 (suite)

PARTIE B : BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT ET BAS-DU-FLEUVE

Propriétés	Permis	Intérêt	Superficie brute (hectares)	Superficie nette (hectares)	Valeur de la superficie nette (dollars)	Valeur évaluée /hectare brut
Rive-Nord	1999PG511	100%	14 973	14 973	149 730,00 \$	10,00 \$
	2002PG600	100%	24 094	24 094	240 940,00 \$	10,00 \$
	2002PG601	100%	10 085	10 085	100 850,00 \$	10,00 \$
	2002PG602	100%	18 104	18 104	181 040,00 \$	10,00 \$
	2002RS057	100%	14 417	14 417	144 170,00 \$	10,00 \$
Total			81 673	81 673	816 730,00 \$	
Portneuf	2002PG670	100%	22 470	22 470	224 700,00 \$	10,00 \$
	2002PG671	100%	12 479	12 479	124 790,00 \$	10,00 \$
	2002PG672	100%	21 466	21 466	214 660,00 \$	10,00 \$
	2002PG652	100%	16 274	16 274	162 740,00 \$	10,00 \$
Total			72 689	72 689	726 890,00 \$	
Lyster	2002PG598	100%	23 940	23 940	251 370,00 \$	10,50 \$
	2002PG599	100%	23 767	23 767	249 553,50 \$	10,50 \$
Total			47 707	47 707	500 923,50 \$	
Sud-Ouest	2000PG543	100%	25 000	25 000	252 500,00 \$	10,10 \$
	2001PG562	100%	12 113	12 113	122 341,30 \$	10,10 \$
	2002RS060	100%	18 156	18 156	183 375,60 \$	10,10 \$
Total			55 269	55 269	558 216,90 \$	
Haut-Richelieu	2002RS058	100%	8 880	8 880	89 688,00 \$	10,10 \$
	2002RS059	100%	13 470	13 470	136 047,00 \$	10,10 \$
Total			22 350	22 350	225 735,00 \$	
Bécancour	1996PG950	100%	8 058	8 058	173 247,00 \$	21,50 \$
	2002RS056	100%	22 000	22 000	473 000,00 \$	21,50 \$
	2004PG769	100%	3 409	3 409	73 293,50 \$	21,50 \$
Total			33 467	33 467	719 540,50 \$	
Batiscan-Champlain	2002PG596	100%	21 163	21 163	323 793,90 \$	15,30 \$
	2002PG597	100%	25 000	25 000	382 500,00 \$	15,30 \$
Total			46 163	46 163	706 293,90 \$	
St-Simon	2003PG761	100%	15 684	15 684	629 712,60 \$	40,15 \$
	Total		15 684	15 684	629 712,60 \$	
Total Basses-Terres			375 002	375 002	4 884 042,40 \$	
Bas-du-Fleuve	2004PG762	100%	3 472	3 472	18 575,20 \$	5,35 \$
	2004PG763	100%	19 186	19 186	102 645,10 \$	5,35 \$
	2004PG764	100%	19 324	19 324	103 383,40 \$	5,35 \$
Total Bas-du-Fleuve			41 982	41 982	224 603,70 \$	
Grand Total			1 011 733	1 008 433	7 894 267,54 \$	

2.3 Puits FORÉS PAR JUNEX

Les tableaux suivant présentent la liste complète des puits de JUNEX effectués (ou ré-entré) entre 1999 et 2002, en 2003, en 2004 et en 2005 avec leur localisation générale. Pour chacun des puits, le Ministère des Ressources Naturelles du Québec accorde un identifiant unique indiquant la région (A : Basses-Terres profonds ; B : Basses-Terres peu profonds ; C : Gaspésie) et le numéro du puits. Toutefois, pour indiquer qu'il s'agit d'un puits ré-entré maintenant propriété de JUNEX, un tiret suivi du nom JUNEX est ajouté à la fin du nom d'origine.

Tableau 6 a :

Puits de JUNEX de 1999 à 2002

NOM ET LOCALISATION DU Puits	INTÉRÊT	# MRNQ	RÉSULTAT	STATUT
JUNEX St-Barnabé No. 1	100%	B303	Eau douce	Suspendu
Nord-ouest de Trois-Rivières, Québec, Canada				
JUNEX St-Barnabé No. 2	100%	B304	Eau douce	Suspendu
Nord-ouest de Trois-Rivières, Québec, Canada				
JUNEX St-Barnabé No. 3	100%	Aucun	Forage stratigraphique	Abandonné
Nord-ouest de Trois-Rivières, Québec, Canada				
SOQUIP-Petrofina Bécancour No. 1 – JUNEX	100%	A196	Gaz	Évaluation
Sud de Trois-Rivières, Québec, Canada				
SOQUIP-Petrofina Bécancour No. 2 – JUNEX	100%	A198	Saumure	Production de saumure
Sud de Trois-Rivières, Québec, Canada				
JUNEX Bécancour No. 1	100%	A231	Gaz et saumure	Suspendu
Sud de Trois-Rivières, Québec, Canada				
JUNEX Bécancour No. 2	100%	A236	Gaz et saumure	Évaluation
Sud de Trois-Rivières, Québec, Canada				
SOQUIP-PetroCanada-Imperial Galt No. 1 – JUNEX	50%	C100	Gaz et condensats	Production de gaz Stimulé en 2005
Ouest de Gaspé, Québec, Canada				
Husky Bruyère No. 1 – JUNEX	100%	A158	Saumure	Production de saumure
Sud de Trois-Rivières, Québec, Canada				
Bald Mountain Bat scan No. 1 – JUNEX	100%	A003	Gaz	Évaluation
Est de Trois-Rivières, Québec, Canada				
JUNEX-Lemaire-Boralex Galt No. 1	50%	C122	Huile	Suspendu
Ouest de Gaspé, Québec, Canada			Indices	
JUNEX-Lemaire-HydroQuébec Galt, No 2	50%	C124	Gaz et huile	Abandonné
Ouest de Gaspé, Québec, Canada			Indices	

Tableau 6 b :

Puits de JUNEX en 2003

Nom et localisation du puits	Intérêt	# MRNQ	Résultat	Statut
JUNEX Batiscan No. 1 Est de Trois-Rivières, Québec, Canada	100%	A238	Saumure	Évaluation
JUNEX Bécancour No. 3 Sud de Trois-Rivières, Québec, Canada	100%	A239	Saumure	Évaluation
JUNEX Bécancour No. 4 Sud de Trois-Rivières, Québec, Canada	100%	A241	Gaz Indices	Suspendu
JUNEX Bécancour No. 5 Sud de Trois-Rivières, Québec, Canada	100%	A242	Saumure	Suspendu
JUNEX-Lemaire-HydroQuébec Galt. No 3A et 3B Ouest de Gaspé, Québec, Canada	50%	C126	Gaz et huile	Stimulé en 2005 et tests de production

Tableau 6 c :

Puits de JUNEX en 2004

Nom et localisation du puits	Intérêt	# MRNQ	Résultat	Statut
JUNEX Bécancour No. 6 Sud de Trois-Rivières, Québec, Canada	100%	A246	Saumure	Évaluation
JUNEX Bécancour No.7 Sud de Trois-Rivières, Québec, Canada	100%	A247		Forage débuté en 2004

Tableau 6 d :

Puits de JUNEX en 2005

Nom et localisation du puits	Intérêt	# MRNQ	Résultat	Statut
JUNEX Bécancour No. 7 Sud de Trois-Rivières, Québec, Canada	100%	A247	Saumure, gaz et condensats	Évaluation
Ré-entrée Shell St-Simon No. 1 Sudest de Montréal, Québec, Canada	80%	A152	Gaz	Évaluation

3. ÉVALUATION DES RÉSERVES DES PROPRIÉTÉS RETENUES

L'approche employée pour l'évaluation des réserves est basée sur la production initiale d'un puits basée sur les données des essais de production effectués et l'estimation d'un déclin de production annuelle. La production cumulative obtenue sur quinze ans jusqu'à la date d'abandon du puits nous donne une estimation des réserves récupérables.

Pour ce faire, nous avons procédé à la révision des données pertinentes de chacune des propriétés avec réserves de JUNEX. Les propriétés pour lesquelles nous attribuons des réserves sont les mêmes que l'an dernier, l'exploration de 2005 n'ayant pas démontré de possibilités additionnelles.

3.1. PROPRIÉTÉS RETENUES AU 31 DÉCEMBRE 2005

Nous avons retenu les propriétés suivantes, selon le type de réserves de produits attribuées à partir des données étudiées :

- PÉTROLE.....-GALT (2 Puits)
- GAZ.....-GALT (2 Puits)
 -BÉCANCOUR (1 Puits)
 -BATISCAN-CHAMPLAIN (1 Puits)
 -SAINT-SIMON (1 Puits)
- SAUMURE.....-BÉCANCOUR (8 Puits)

3.2. MÉTHODOLOGIE DE L'ÉTUDE

3.2.1 Calcul des réserves et estimation de la production

Le calcul des réserves de pétrole et de gaz en place par la méthode volumétrique dans le cas de réservoirs fracturés (ce qui peut est souvent le cas dans les propriétés étudiées) ne s'avère pas dans notre cas une méthode très efficace. La porosité primaire intercrystalline rencontrée est en général très faible (2 à 3%), et la perméabilité serait souvent presque nulle s'il n'y avait pas la présence de ces fractures. Les fractures contribuent à augmenter la porosité totale et aussi à augmenter substantiellement la perméabilité, à condition que le facteur d'endommagement ne soit pas trop élevé.

Le calcul des réserves récupérables peut également être obtenu en utilisant un historique de la production cumulative pour une période de temps prolongée. Dans les cas étudiés, les productions cumulatives sont trop faibles pour que l'on puisse obtenir des résultats utilisables à partir de cette méthode.

On peut également établir une production initiale en se basant sur les données des essais de production effectués sur les puits et estimer un déclin de la production annuelle. La production cumulative obtenue jusqu'à la date d'abandon du puits nous donne une estimation des réserves récupérables. Nous avons utilisé cette dernière méthode en essayant d'être le plus réaliste possible dans l'évaluation des débits initiaux.

3.2.2. Hypothèses techniques et économiques utilisées

Définition des réserves

Les réserves prouvées sont des réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives. Le niveau de certitude qualitatif auquel fait référence ces réserves est d'au moins 90%.

Les réserves probables sont des réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives. Le niveau de certitude qualitatif auquel fait référence ces réserves est d'au moins 50%.

Les réserves possibles sont des réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves probables. Il est peu probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures à la somme des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles estimatives. Le niveau de certitude qualitatif auquel fait référence ces réserves est d'au moins 10%.

Prix utilisés

Le prix du pétrole utilisé dans les simulations économiques de notre évaluation est celui publié par Sprole Associates Limited en date du 31 décembre 2005 (Edmonton Par Price 40° API de \$67.92 / baril ou \$0.427 / L). Les fluctuations du prix au cours de l'année ont été très importantes et le prix est redescendu en décembre 2005. Par souci de continuité dans nos évaluations, nous prenons qu'en même celui de décembre qui est plus bas que la moyenne annuelle. Les valeurs prévisionnelles du prix du pétrole que nous avons utilisées sont le prix de départ de Sprole en décembre 2005 avec inflation annuelle de 1,5% (voir Tableau 7).

Le prix de départ du gaz utilisé dans les Basses-Terres du Saint-Laurent pour Bécancour, Batscan et Saint-Simon provient du prix Spot à Montréal au 31 décembre 2005 fourni par Gaz Métropolitain et est de \$ 9.93 / mpc (\$ 0.35 / m³). Nous augmenterons ce prix de 1,5% annuellement (Tableau 7). Par ailleurs, le prix du gaz porté pour la production de Galt en Gaspésie est le prix de vente moyen local de \$ 14.83 / mpc (\$0.42 / m³) obtenu en 2005 qui sera augmenté de 1,5% par année (Tableau 7).

Le prix de la saumure est le prix moyen obtenu sur la moyenne des contrats d'approvisionnement au 31 décembre 2005, soit \$0,09 / litre. Ce prix est utilisé en 2006, puis, une inflation annuelle de 1,5% est prévue pour le reste de la période analysée (jusqu'en 2020).

Tableau 7 :

Hypothèses de prix prévisionnels au 31 décembre 2005

ANNÉE	GAZ NATUREL PORTÉ ¹	GAZ NATUREL GAZODUC ²	PÉTROLE ³	SAUMURE ⁴
	(\$ par mpc)	(\$ par mpc)	(\$ par baril)	(\$ par L)
2004 ⁵	11.00	6.16	41.13	0.080
2005 ⁵	11.44	9.08	51.32	0.090
2006	14.83	9.93	67.92	0.090
2007	15.05	10.08	68.94	0.091
2008	15.28	10.23	69.98	0.093
2009	15.51	10.38	71.02	0.094
2010	15.74	10.54	72.09	0.096
2011	15.98	10.70	73.17	0.097
2012	16.22	10.86	74.27	0.098
2013	16.46	11.02	75.38	0.100
2014	16.71	11.19	76.51	0.101
2015	16.96	11.36	77.66	0.103
2016	17.21	11.52	78.82	0.104
2017	17.47	11.70	80.01	0.106
2018	17.73	11.88	81.21	0.108
2019	18.00	12.05	82.42	0.109
2020	18.27	12.23	83.66	0.111

- (1) Prix de vente moyen du gaz porté en Gaspésie obtenu par JUNEX en 2005 avec une inflation annuelle de 1,5%
- (2) Le prix de départ est basé sur le prix Spot à Montréal (Source : Gaz Métropolitain 31 décembre 2005) avec une inflation annuelle de 1,5% déterminée par l'évaluateur.
- (3) Le prix de départ est basé sur le prix Edmonton Par Price Light Oil 40 API (Source :Sproule & Associates Limited au 31 décembre 2005) avec une inflation annuelle de 1,5% déterminée par l'évaluateur.
- (4) Prix de vente moyen des contrats d'approvisionnement de saumure obtenus au 31 décembre 2005 avec une inflation annuelle de 1,5%
- (5) Prix de départ utilisés lors des simulations antérieures

Programme d'investissements

Le programme d'investissements évalué et prévu par JUNEX sur les différents projets considérés est appliqué dans notre analyse économique directement à la première année, soit en 2006, puis amortis sur 15 ans dans nos simulations économiques. Les dépenses d'abandon des puits sont évaluées à \$ 50 000 par puits et sont appliquées en 2020. Des dépenses cumulées d'exploration au 31 décembre 2005 de \$ 3 988 096 sont amorties sur la production des deux puits de gaz et pétrole de Galt, de \$1 000 000 à Saint-Simon, de \$200 000 à Batiscan-ChAMPLAIN, de \$50 000 sur la production de gaz à Bécancour et de \$ 7 182 086 pour la production de saumure à Bécancour.

Tableau 8 : Programme d'investissements prévu par JUNEX en 2006

	Investissements Totaux	Part de JUNEX	Travaux
Batiscan-gaz	\$ 200 000	\$ 200 000	Parachèvement
Saint-Simon-gaz	\$ 200 000	\$ 160 000	Parachèvement
Galt-gaz	\$ 50 000 \$ 50 000	\$ 25 000 \$ 25 000	Parachèvement/Exploité Parachèvement/Non-exploité
Galt-pétrole	\$ 100 000	\$ 50 000	Parachèvement/Non-exploité
Bécancour-gaz	\$ 50 000	\$ 50 000	Raccordement
Bécancour-saumure	\$ 00 \$ 100 000 \$ 3 000 000	\$ 00 \$ 100 000 \$ 3 000 000	Exploité Inexploité Mise en valeur
TOTAL :	\$ 3 750 000	\$ 3 610 000	

Autres paramètres utilisés

La production totale de chaque projet sera compilée sur 15 ans dans nos simulations économiques. Les frais annuels d'opération de production utilisés seront :

- \$15 000 par puits dans le cas de la production de saumure et de gaz à Bécancour, de gaz à Batiscan et de gaz à Saint-Simon,
- \$ 25 000 par puits pour la production de pétrole à Galt et,
- \$ 100 000 par puits pour la production de gaz à Galt.

JUNEX est sujet à des impôts (fédéral et provincial) de 31.02% et ce taux est maintenu pendant toute la durée de la simulation. De plus, des redevances de 5% pour le pétrole, de 10% pour le gaz et de 5% pour la production de saumure sont prises en compte.

Compilation des résultats et certitudes des résultats:

Les résultats de nos compilations des réserves et des produits d'exploitation nets futurs estimatifs relatifs aux réserves considérées avec des prix et coûts constants et avec des prix et coûts prévisionnels, selon les hypothèses les plus probables sont présentés par type de produits et par catégories sous forme de tableaux détaillés en Annexe 1 et sous forme de tableaux de compilation au chapitre 3.4.

Le risque associé à chaque propriété est une fonction des connaissances actuelles des structures et des caractéristiques géologiques selon le type de réserves qui nous permettent de définir les paramètres de production. La compartimentation probable des pièges réservoirs amène une complexité et une incertitude quant à la superficie et l'épaisseur des réservoirs ainsi qu'à la variation latérale des paramètres de base de ces réservoirs (porosité, perméabilité, fracturation).

Le niveau de certitude qualitatif pour obtenir les résultats escomptés dans notre évaluation est estimé à 1 (100%) pour les réserves prouvées et à 0,5 (50%) pour les réserves probables dans toutes les propriétés. Pour les réserves possibles futures, ces chances sont plus variables et sont estimées comme suit :

-**Galt** à 0,2 (20%) pour le pétrole et le gaz

-**Saint-Simon** à 0,2 (20%) pour le gaz

-**Bécancour** à 0,3 (30%) pour le gaz et à 0,2 (20 %) pour la saumure

Dans le cas de la saumure à Bécancour, nous considérons être en présence d'un aquifère actif qui maintient la pression dans le(s) réservoir(s) et que tous les puits qui seront forés dans les zones prouvée et probable obtiendront en moyenne des résultats similaires à ceux déjà connus sur le territoire, ce qui semble être le cas jusqu'à maintenant..

Nous ne faisons pas de compilation de produits d'exploitation nets futurs pour les réserves possibles additionnelles, les résultats devenant dans ce cas hautement spéculatifs.

3.3. DISCUSSIONS ET RÉSULTATS

3.3.1. Galt

JUNEX possède un intérêt de 50% dans cette propriété. Trois puits ont été forés par JUNEX et al : Galt No 1, No 2 et No 3. Des écoulements de gaz dans le Forillon (calcaires fracturés) et de pétrole à 46 API dans l'Indian Cove (calcaires fracturés) ont été obtenus.

Dans le puits Soquip-Péto-Canada-Impérial Galt No 1, un essai dans l'Indian Cove a donné un débit de 7 bbl/j (1,1m³/j) de pétrole léger et un essai dans le Forillon a donné 225 mcf/j (6 340 m³/j) de gaz. On a atteint un débit de 2 mmcf par jour (56 350 m³/j) pendant l'essai isochrone. Le DST #5 a donné un débit de gaz stabilisé de 364 mcf/j (10274 m³/j) à la base du Forillon et pour le DST #6, toujours dans le Forillon a obtenu 72 mcf/j (2 008m³/j).

La production de gaz de Galt No 1 est acheminée vers le marché limité local par fardier et elle a cumulé en 2005 un volume de 99 297m³. Pendant les tests de production de pétrole effectués en 2005, quelque 109,3 m³ (687 bbl) de pétrole léger a été récupéré.

Le puits No 3 a été foré à l'air, ce qui a permis d'identifier facilement les zones contenant des hydrocarbures et a préservé les formations d'endommagement possibles par les infiltrations de boues dans les fractures. Il avait une pression en surface de 11500 kpa (1668 psig) dans l'annulus et une pression à la tête du tubing de 8000 kpa (1162 psig) avant d'être stimulé à l'été 2005 et des tests de production y sont toujours en cours.

Estimation des réserves de gaz :

En se basant sur les données du DST #5 de Galt No. 1, la production initiale de gaz dans le Forillon que nous utilisons dans notre projection économique est estimée à 200 Mmpc par jour pour les puits No 1 et No 3. Comme la production a été limitée au ventes effectuées et que ces dernières sont considérées comme négligeables, nous conservons encore une production initiale de 200 Mmpc/j. Cette production subit un déclin annuel à un taux de 15% pour attendre une production annuelle stabilisée à environ 70 Mmpc / j par puits jusqu'à leur abandon en 2020 (Annexe 1).

La part de 50% de JUNEX des réserves récupérables prouvées et exploitées dans le puits Galt No. 1 ainsi obtenues est calculées à **0,267 Mmpc (7 550 412 m³)** de gaz après 15 ans de production. Une réserve prouvée inexploitée du même ordre est calculée pour le puits Galt No. 3.

Estimation des réserves de pétrole :

Pour ce qui est de la production de pétrole dans les mêmes puits, les essais de pompage dans le puits Galt No 3 ont montré jusqu'à maintenant un débit potentiel de pétrole provenant du Forillon et de l'Indian Cove supérieur à celui de Galt No.1. Le test sur Galt No.1 effectué en 1993 comprenant une acidification, avait donné un écoulement (46°API) de 7 bbl / j (1,1 m³ / j) et les essais subséquents laissaient entrevoir une production initiale possible de 40 bbl/jour.

Pour l'estimation de la production initiale à utiliser dans nos simulations, nous croyons qu'avec la fracturation des réservoirs, effectuée en 2005, une production initiale à Galt No. 1 de 10 bbl/jour (1 600L/j) et un volume de 75 bbl/jour (11 925L/j) à Galt No.3 sont très plausibles. Avec un déclin annuel de production de 15 %, nous obtenons des réserves récupérables probables nettes de **30 180 m³** pour les deux puits après 15 ans dont la part de JUNEX sera de **15 090 m³**.

Lorsque les travaux sur les puits commencés en 2005 seront complétés et en tenant compte des dimensions connues de la structure de Galt et de l'épaisseur des réservoirs, il sera possible de déterminer un volume de réserves possibles futures.

3.3.2. Bécancour

JUNEX possède à 100% d'intérêt 33 667 hectares de permis de recherche de pétrole et de gaz de la région de Bécancour. JUNEX détient aussi un intérêt de 100% sur un bail de 3934 hectares pour l'exploitation de la saumure.

Un essai d'écoulement effectué en 1981 dans le puits Soquipp Bécancour No 1 au niveau du Beekmantown (3178-3222 pi) a donné un débit de gaz stabilisé de 498 mcf / jour soit, 14 113 m³ / jour. Un deuxième essai fut effectué en 1999 dans l'intervalle (2966 - 3202 pi). Le débit initial de gaz était de 166 mcf / jour (4704m³ / jour) pour diminuer graduellement à 76 mcf / jour (2154m³ / jour). Cette diminution d'écoulement a été causée par une accumulation de liquide au fond du puits au-dessus de la formation productrice (voir Static Gradient Plot 15 et 18 juin 1999 et Drawdown-Buildup test ERS 14-17 juin 1999).

Dans le puits Soquipp Pétrofina Bécancour No 2, on a effectué un essai d'écoulement (DST) dans l'intervalle (2838'-2913'). Le débit de gaz fut de 4 mcf / jour (113m³ / jour) et il y a eu accumulation de liquide (eau salée) au fond du trou pendant l'écoulement.

Avant de pouvoir attribuer des réserves de gaz substantielles à la région de Bécancour, il faudra continuer d'effectuer des travaux additionnels sur les puits existants pour stimuler la production du gaz.

Estimation des réserves de gaz :

Nous avons estimé la production de gaz à Bécancour en se basant sur les données des DST du puits Soquipp Bécancour No 1. La production initiale choisie est de 0,100 Mmpc / jour provenant d'un seul puits (le No 1) avec un déclin de 15% annuellement. Un investissement de connexion de \$50 000 est consenti en 2006. Les réserves de gaz prouvées mais inexploitées obtenue après 15 ans à partir de ces paramètres est de **0,401 Mmpc (11 345 600 m³)**.

Estimation des réserves de saumure :

JUNEX exploite dans la région de Bécancour de la saumure naturelle provenant de zones perméables localisées dans les grès du Saint-Laurent, sous les shales du Lorraine et de l'Utica, à la base du Trenton. La densité des saumures est relativement élevée, soit entre 240 et 340 g/L. On considère que les régions de Saint-Angèle (profondeur de 1200m), de

Bécancour (profondeur de 850 à 900m) et de Batiscan-champlain (profondeur de 700m) présentent un bon potentiel pour l'extraction de saumure et d'autres puits y seront forés.

Les puits qui sont actuellement exploités pour la production de saumure sont Husky Bruyère No 1 et Soquip Petrofina Bécancour No 2. JUNEX augmentera ses capacités de production afin de répondre au besoin du marché de la saumure et pour cela, a commencé en 2004 le forage de puits additionnels ayant comme objectif principal la saumure dans les grès du Saint-Laurent (selon les estimations de la demande, il est prévu d'avoir 8 puits en production). En raison des nombreux indices de gaz naturel rencontrés dans la région, l'objectif secondaire en forant ces puits est la recherche de zones à gaz qui pourra être parfois utilisé par JUNEX pour ses besoins énergétiques dans les opérations de traitement de la saumure. Parallèlement, un troisième objectif est la recherche de bons réservoirs potentiels pour le stockage souterrain de gaz naturel.

Le réservoir principal qui est visé pour l'exploitation de la saumure est constitué de grès ordoviciens du Chazy, Black River et du Trenton. L'épaisseur moyenne de ces grès est de 15 mètres dans les puits Soquip Petrofina Bécancour No 1 et No 2. La porosité varie de 5 à 10 % et les essais indiquent que la perméabilité peut être élevée localement, ce qui pourrait être du à la présence de fractures.

Une analyse des données du réservoir de saumure à partir du test sur le puits Husky Bruyère No 1 a été effectuée par Géostock en 2003. Ce test a duré 910 heures seulement. L'interprétation des résultats à partir de la phase de remontée de pression à l'aide d'un modèle radial circulaire infini donne une perméabilité de 193 mD, un skin (coefficient d'endommagement) de 10 et une transmissivité de 578 mD.pi. Un rayon d'investigation calculé de 6 230 pi (1900m) et un volume testé de 1 956 440 bbl (311 014m³).

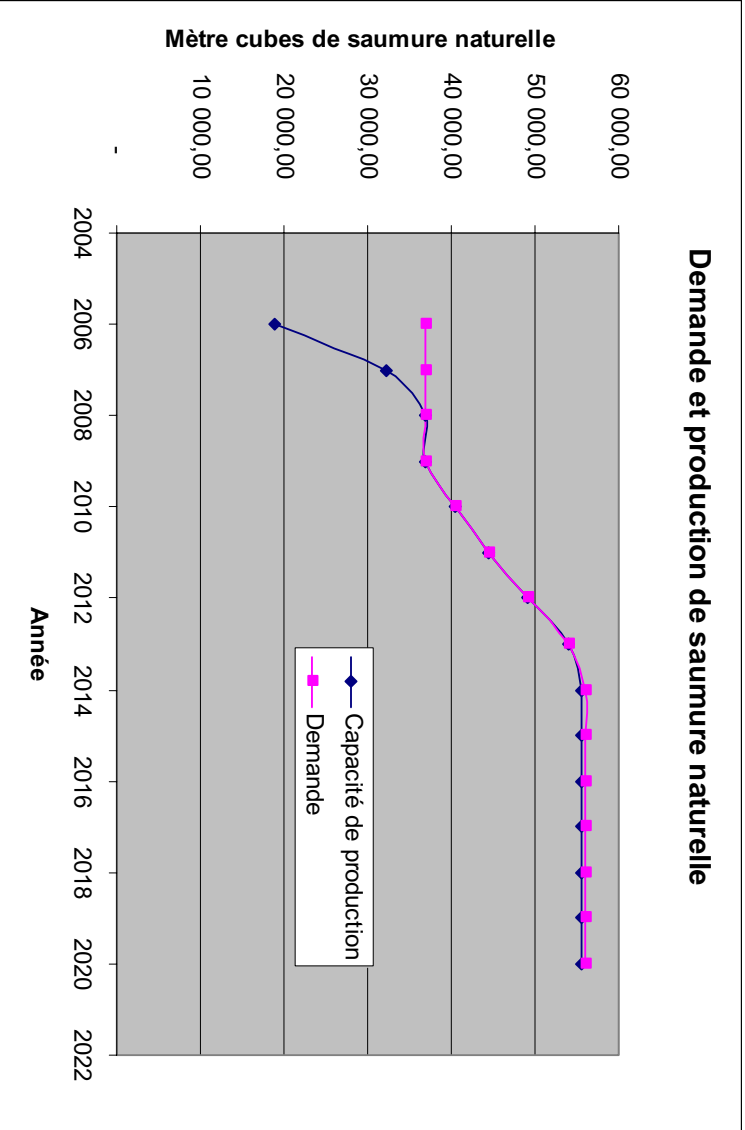
L'analyse par Géostock des essais échelonnés sur plusieurs années de production (plus de 5 ans) effectués sur le puits Soquip-Petrofina Bécancour No 2 indique un skin élevé, au-dessus de 30 et une perméabilité variant de 9 mD à 270 mD. Pour ce puits, Géostock obtient un rayon d'investigation de 3 940 pi (1200m) et un volume testé de quelques 24 334 500 bbl (3 868 450m³). Étant donné que ce dernier puits est celui qui obtient les résultats les plus fiables (résultats sur plusieurs années), nous pouvons considérer ce volume testé comme réserve récupérable ultime par puits. Pour appuyer cette considération, les résultats des tests sur les autres puits de la région, dont les nouveaux forés en 2004 et 2005, démontrent des paramètres à tendances similaires.

En utilisant les chiffres de Géostock sur les volumes testés sur les deux puits en production de 26 290 940 bbl (**4 179 464 m³**) comme « réserve récupérable » et en comparant les chiffres de production nécessaire pour remplir la demande du marché, il apparaît évident que les quantités en place seront plus que suffisantes et cela pour plusieurs années de production.

L'étude de marché effectuée au début de 2004 par NGI prévoyait une augmentation rapide de la production de saumure pour atteindre un régime de croisière de 35 000 m³/an (environ 220 000 barils/an) en 2008. Par la suite, une augmentation des ventes de 10% par année était prévue jusqu'en 2013 pour atteindre des ventes totalisant 55 890 m³/an. Ensuite, l'estimation des ventes demeurerait constante jusqu'à la fin de la période analysée (Figure 2). Le niveau de demande en 2004 et en 2005 indique que la progression initiale de production qui était prévue devrait être possiblement supérieure pour rencontrer la demande en raison, entre

autres, de la fermeture d'un important compétiteur. Afin de rencontrer la demande anticipée, la production de saumure se fait au départ au moyen des deux puits en exploitation auxquels on ajoute la production graduelle d'un troisième, puis d'un quatrième et ainsi de suite jusqu'au huitième puits.

Figure 2 : **Adaptation de la production de saumure à la demande, JUNEX**



Dans nos simulations économiques, nous avons considéré une production initiale en fonction de la demande par puits de 0,013 ML/jr, augmentant graduellement de 20% par année pour atteindre une production stabilisée de 55,89 ML/an basée sur les résultats des tests de longue durée. Ainsi, après les simulations sur quinze ans, nous obtenons les réserves produites (par type) suivantes à partir de huit puits de production :

- Réserves prouvées exploitées avec les deux puits actuels : **200 984 m³**
- Réserves prouvées inexploitées
Avec 2 puits forés non encore en production : **200 984 m³**
- Réserves prouvées non mises en valeur
Avec 4 puits forés ou en cours de forage : **299 257 m³**
- Réserves prouvée totales : **701 224 m³**

Selon le scénario de production proposé pour la même période dans l'étude de marché de NGL, un volume d'environ 665 700m³ de saumure concentrée devra être produit, impliquant une production supplémentaire pour compenser l'évaporation lors de l'uniformisation du produit à une concentration de 325 g/l pour la vente.

Ainsi, pour répondre à la demande prévue de saumure, il faudra une réserve de « base » prouvée de quelque 701 224 m³ soit seulement 16,8% du volume testé par les deux premiers puits, ce qui nous semble amplement raisonnable.

- Réserves probables :
(Équivalentes aux réserves prouvées) : _____ **701 224 m³**
- Réserves possibles additionnelles disponibles : _____ **2 777 016 m³**

3.3.3. Batiscan

La région de Batiscan, localisée de l'autre côté du fleuve Saint-Laurent, est dans un contexte géologique similaire à celui de Bécancour. L'évaluation des réserves de saumure de cette région a déjà été effectuée lors de l'évaluation de la région de Bécancour et les valeurs de réserves sont incluses dans celles de Bécancour. Le puits JUNEX Batiscan No.1, foré en 2003 jusqu'à une profondeur de 888 mètres a été complété par JUNEX pour une production future de saumure.

Pour cette région, nous évaluons les réserves de gaz à partir des résultats du puits Bald Mountain Batiscan No 1. Ce puits a été foré en 1956 jusqu'à une profondeur de 670 m (2197 pi) pour atteindre le Groupe de Trenton (Formation de Montréal). Il y eu trois essais d'écoulement et les débits obtenus varient de 755 mpc/j pour le DST #1, 555 mpc/j pour le DST#2 et 684 mpc/j pour l'essai #3. La pression originale du réservoir a été estimée à 1068 psig à partir d'une mesure effectuée en surface. Les mesures de pression disponibles proviennent de la tête de puits et l'accumulation de liquide au fond du puits perturbe les mesures de pression effectuées en surface.

Estimation des réserves de gaz :

Nous utilisons les données de production de l'essai #1 effectué en 1958. Un graphique du débit en fonction du temps en utilisant une échelle logarithmique pour le temps en jour nous donne un comportement linéaire qui peut être extrapolé jusqu'à la production d'abandon. Le volume de gaz récupéré en calculant l'intégrale de la fonction représentée par le graphique nous donne un volume de gaz approximatif de 70 000 mcf (1 972 000 m³). Ce réservoir est restreint et sa période active est très courte. La production initiale peut facilement atteindre 70 mpc /j pour décliner rapidement par la suite à 15% par année et se stabiliser à 40 mpc /j. Ces valeurs sont utilisées dans nos simulations. Les réserves récupérables de gaz obtenues après 15 ans à partir de ces paramètres sont de **242 020 mpc (6.86X10⁶m³)**. Ces réserves sont considérées comme probables dans notre classification.

3.3.4. Saint-Simon

Le puits Shell Saint-Simon No 1 est situé à environ 15 kilomètres à l'ouest de Sainte-Hyacinthe. Ce puits foré en 1969, a démontré un potentiel pour une mise en production éventuelle après avoir donné un écoulement de gaz au niveau du Groupe de Black-River. Un essai aux tiges dans l'intervalle (8250'-8350') avait fourni un débit de 440 mpc / j (12 470m³ / j) après une heure d'écoulement.

Après l'installation et la cimentation du coffrage, Shell avait procédé à l'acidification de cette zone puis à un essai d'écoulement. Le débit après une heure de production a atteint 200 mpc par jour avec une pression pratiquement nulle en surface et le débit sur une période prolongée a atteint 100 mpc /j. Des travaux additionnels de nettoyage et de stimulation pour atteindre un niveau de production similaire à celui obtenu avec le premier DST sur cet intervalle semblent donc nécessaires.

En 2005, JUNEX a ré-entré le puits Shell Saint-Simon No.1 dans le but de l'approfondir jusqu'à 2 580 mètres, puis de réaliser des essais de productivité de la zone de gaz identifiée par Shell. La zone réservoir a été rencontrée à partir de 2 519 mètres dans les calcaires dolomitiques du Groupe de Black-River et a donné du gaz et de l'eau. JUNEX est à la recherche de partenaires pour poursuivre ses travaux sur la structure.

Estimation des réserves de gaz :

Afin d'estimer les réserves, nous utiliserons une production constante de 200 mpc / j pendant trois années consécutives, puis par la suite, nous prenons l'hypothèse que la production subira un déclin de 15% par année pour se stabiliser à 70 mpc/j. Le résultat de cette simulation nous donne des réserves récupérables de **629 950 mpc (17,84X10⁶m³)**. Compte tenu des incertitudes quant à la qualité des réservoirs, ces réserves sont considérées comme probables. Selon la superficie de la structure de Saint-Simon et les données d'écoulement du puits de Shell Saint-Simon No 1, nous estimons que les réserves possibles pourraient être de l'ordre de **79X10⁶m³**.

3.4 COMPILATION DES RÉSULTATS

Notre évaluation des réserves et des valeurs des produits d'exploitation nets futurs est présentée ici sous forme de tableaux de compilation. Pour voir les détails de chacune des compilations avec prix et coûts constants ou prévisionnels, se référer à l'annexe 1.

Tableau 9 : *Relevé des réserves de pétrole et de gaz, Prix et coûts constants
Part JUNEX au 31 décembre 2005*

Catégorie de réserves	GAZ NATUREL		PÉTROLE	
	m ³ bruts	m ³ nets	m ³ bruts	m ³ nets
<i>Prouvées</i>				
Mises en valeur exploitées	15 100 823	7 550 412		
Mises en valeur inexploitées	26 446 081	18 895 669		
Non mises en valeurs				
Total des réserves prouvées	41 546 904	26 446 081	-	-
<i>Probables</i>				
Mises en valeur inexploitées	24 701 187	21 132 129	30 180	15 090
Total des réserves prouvées et probables	66 248 091	47 578 210	30 180	15 090

Tableau 10 : *Relevé des réserves de saumure, Prix et coûts constants
Part JUNEX au 31 décembre 2005*

Catégorie de réserves	SAUMURE	
	m ³ bruts	m ³ nets
<i>Prouvées</i>		
Mises en valeur exploitées	200 984	200 984
Mises en valeur inexploitées	200 984	200 984
Non mises en valeurs	299 257	299 257
Total des réserves prouvées	701 224	701 224
<i>Probables</i>		
Non mises en valeurs	701 224	701 224
Total des réserves prouvées et probables	1 402 449	1 402 449

**Tableau 11 : Valeur des produits d'exploitation nets futurs des réserves de pétrole et de gaz, Prix et Coûts Constants
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Catégorie de réserves	Valeurs des produits d'exploitation nets futurs			
	Avant impôts, calculée au taux d'actualisation de (%AN)		Après impôts, calculée au taux d'actualisation de (%AN)	
	0	10	0	10
	\$	\$	\$	\$
GAZ				
<i>Prouvées</i>				
Mises en valeur exploitées	2 753 696 \$	1 844 900 \$	2 222 060 \$	1 486 988 \$
Mises en valeur inexploitées	6 050 431 \$	3 760 910 \$	4 554 071 \$	2 857 179 \$
Non mises en valeurs				
Total des réserves prouvées	8 804 128 \$	5 605 810 \$	6 776 131 \$	4 344 167 \$
<i>Probables</i>	5 798 326 \$	3 619 295 \$	4 558 213 \$	2 944 443 \$
Total des réserves prouvées et probables	14 602 453 \$	9 225 106 \$	11 334 344 \$	7 288 610 \$
PÉTROLE				
<i>Probables</i>	5 691 316 \$	4 083 292 \$	4 006 890 \$	2 884 091 \$
Total des réserves prouvées et probables	5 691 316 \$	4 083 292 \$	4 006 890 \$	2 884 091 \$
Grand total des réserves prouvées et probables	20 293 769 \$	13 308 398 \$	15 341 234 \$	10 172 701 \$

**Tableau 12 : Valeur des produits d'exploitation nets futurs des réserves de saumure, Prix et Coûts Constants
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Catégorie de réserves	Valeurs des produits d'exploitation nets futures			
	Avant impôts, calculée au taux d'actualisation de (%AN)		Après impôts, calculée au taux d'actualisation de (%AN)	
	0	10	0	10
	\$	\$	\$	\$
SAUMURE				
<i>Prouvées</i>				
Mises en valeur exploitées	16 649 098 \$	9 084 376 \$	12 440 611 \$	6 786 052 \$
Mises en valeur inexploitées	16 549 098 \$	8 984 376 \$	11 825 768 \$	6 451 866 \$
Non mises en valeurs	21 651 485 \$	8 322 555 \$	17 935 195 \$	8 236 911 \$
Total des réserves prouvées	54 849 681 \$	26 391 308 \$	42 201 573 \$	21 474 829 \$
<i>Probables</i>	54 714 681 \$	26 286 898 \$	42 108 450 \$	21 401 090 \$
Total des réserves prouvées et probables	109 564 362 \$	52 678 206 \$	84 310 023 \$	42 875 919 \$

**Tableau 13 : Produits d'exploitation nets futurs de pétrole et de gaz, Non Actualisés, Prix et Coûts Constants
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Catégorie de réserves	Produits d'exploitation	Redevances	Frais d'exploitation	Frais de mise en valeur	Frais d'abandon de puits	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts	Impôts	Produits d'exploitation nets futurs après impôts
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
GAZ								
<i>Réserves prouvées</i>	8 804 128 \$	1 203 236 \$	1 775 000 \$	100 000 \$	100 000 \$	8 804 128 \$	2 127 997 \$	6 776 131 \$
<i>Réserves probables</i>	5 798 326 \$	754 258 \$	495 000 \$	360 000 \$	90 000 \$	5 798 326 \$	1 600 113 \$	4 558 213 \$
Total prouvées et probables	14 602 453 \$	1 957 495 \$	2 270 000 \$	460 000 \$	190 000 \$	14 602 453 \$	3 728 109 \$	11 334 344 \$
PÉTROLE								
<i>Réserves probables</i>	5 691 316 \$	272 361 \$	350 000 \$	150 000 \$	- \$	5 691 316 \$	1 734 426 \$	4 006 890 \$
Total prouvées et probables	5 691 316 \$	272 361 \$	350 000 \$	150 000 \$	- \$	5 691 316 \$	1 734 426 \$	4 006 890 \$
Grand total des réserves prouvées et probables	20 293 769 \$	2 229 856 \$	2 620 000 \$	610 000 \$	190 000 \$	20 293 769 \$	5 462 536 \$	15 341 234 \$

**Tableau 14 : Produits d'exploitation nets futurs de saumure, Non Actualisés, Prix et Coûts Constants
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Catégorie de réserves	Produits d'exploitation	Redevances	Frais d'exploitation	Frais de mise en valeur	Frais d'abandon de puits	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts	Impôts	Produits d'exploitation nets futurs après impôts
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
SAUMURE								
<i>Réserves prouvées</i>	54 849 681 \$	3 215 510 \$	1 945 000 \$	3 100 000 \$	400 000 \$	54 849 681 \$	15 748 108 \$	42 201 573 \$
<i>Réserves probables</i>	54 714 681 \$	3 215 510 \$	2 080 000 \$	3 100 000 \$	400 000 \$	54 714 681 \$	15 706 231 \$	42 108 450 \$
Total prouvées et probables	109 564 362 \$	6 431 019 \$	4 025 000 \$	6 200 000 \$	800 000 \$	109 564 362 \$	31 454 339 \$	84 310 023 \$

**Tableau 15 : Produits d'exploitation nets futurs par groupe de production, Prix et coûts constants
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Catégorie de réserves	Groupe de production	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts (actualisés au taux annuel de 10%)
		\$
Réserves prouvées	Gaz naturel	5 605 810 \$
Total prouvées et probables	Gaz naturel	9 225 106 \$
Réserves probable	Pétrole	4 083 292 \$
Total prouvées et probables	Pétrole	4 083 292 \$
Total des réserves prouvées et probables	Gaz et Pétrole	13 308 398 \$

**Tableau 16 : Produits d'exploitation nets futurs par groupe de production, Prix et coûts constants
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Catégorie de réserves	Groupe de production	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts (actualisés au taux annuel de 10%)
		\$
Réserves prouvées	Saumure	26 391 308 \$
Total prouvées et probables	Saumure	52 678 206 \$

**Tableau 17 : Valeur des produits d'exploitation nets futurs de pétrole et de gaz, Prix et Coûts Prévisionnels
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Catégorie de réserves	Valeurs des produits d'exploitation nets futures									
	Avant impôts, calculée au taux d'actualisation de (%AN)					Après impôts, calculée au taux d'actualisation de (%AN)				
	0	5	10	15	20	0	5	10	15	20
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
GAZ										
<i>Prouvées</i>										
Mises en valeur exploitées	2 967 582 \$	2 341 400 \$	1 940 579 \$	1 669 981 \$	1 478 459 \$	2 369 598 \$	1 871 569 \$	1 552 987 \$	1 338 055 \$	1 186 036 \$
Mises en valeur inexploitées	6 636 652 \$	5 022 916 \$	4 013 845 \$	3 349 838 \$	2 892 263 \$	4 958 447 \$	3 773 417 \$	3 031 654 \$	2 542 979 \$	2 205 808 \$
Non mises en valeurs										
Total des réserves prouvées	9 604 234 \$	7 364 316 \$	5 954 424 \$	5 019 819 \$	4 370 721 \$	7 328 044 \$	5 644 985 \$	4 584 640 \$	3 881 033 \$	3 391 844 \$
<i>Probables</i>	6 347 515 \$	4 835 753 \$	3 867 172 \$	3 214 117 \$	2 753 438 \$	4 937 044 \$	3 826 967 \$	3 115 429 \$	2 635 443 \$	2 296 674 \$
Total des réserves prouvées et probables	15 951 750 \$	12 200 069 \$	9 821 596 \$	8 233 936 \$	7 124 159 \$	12 265 089 \$	9 471 952 \$	7 700 069 \$	6 516 476 \$	5 688 518 \$
PÉTROLE										
<i>Probables</i>	6 057 678 \$	4 999 455 \$	4 274 275 \$	3 755 083 \$	3 369 236 \$	4 259 606 \$	3 598 300 \$	3 015 830 \$	2 653 747 \$	2 384 660 \$
Total des réserves prouvées et probables	6 057 678 \$	4 999 455 \$	4 274 275 \$	3 755 083 \$	3 369 236 \$	4 259 606 \$	3 598 300 \$	3 015 830 \$	2 653 747 \$	2 384 660 \$
Grand total des réserves prouvées et probables	22 009 427 \$	17 199 524 \$	14 095 871 \$	11 989 019 \$	10 493 395 \$	16 524 695 \$	13 070 252 \$	10 715 899 \$	9 170 223 \$	8 073 179 \$

**Tableau 18 : Valeur des produits d'exploitation nets futurs de saumure, Prix et Coûts Prévisionnels
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Catégorie de réserves	Valeurs des produits d'exploitation nets futures									
	Avant impôts, calculée au taux d'actualisation de (%AN)					Après impôts, calculée au taux d'actualisation de (%AN)				
	0	5	10	15	20	0	5	10	15	20
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Saumure										
<i>Prouvées</i>										
Mises en valeur exploitées	18 589 744 \$	13 195 299 \$	9 891 612 \$	7 767 297 \$	6 339 335 \$	13 779 269 \$	9 788 231 \$	7 342 883 \$	5 769 715 \$	4 711 701 \$
Mises en valeur inexploitées	18 489 744 \$	13 095 299 \$	9 791 612 \$	7 667 297 \$	6 239 335 \$	13 164 426 \$	9 346 992 \$	7 008 698 \$	5 504 865 \$	4 493 801 \$
Non mises en valeurs	25 211 074 \$	15 478 340 \$	9 708 021 \$	6 132 760 \$	3 825 936 \$	20 390 599 \$	13 361 174 \$	9 192 605 \$	6 609 119 \$	4 941 753 \$
Total des réserves prouvées	62 290 563 \$	41 768 938 \$	29 391 245 \$	21 567 353 \$	16 404 607 \$	47 334 293 \$	32 496 398 \$	23 544 186 \$	17 883 699 \$	14 147 255 \$
<i>Probables</i>	62 124 029 \$	41 629 863 \$	29 272 249 \$	21 463 654 \$	16 312 939 \$	47 219 419 \$	32 399 314 \$	23 460 385 \$	17 810 182 \$	14 081 929 \$
Total des réserves prouvées et probables	124 414 592 \$	83 398 800 \$	58 663 494 \$	43 031 007 \$	32 717 546 \$	94 553 712 \$	64 895 712 \$	47 004 571 \$	35 693 881 \$	28 229 184 \$

**Tableau 19 : Produits d'exploitation nets futurs de pétrole et de gaz, Non Actualisés, Prix et Coûts Prévisionnels
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Catégorie de réserves	Produits d'exploitation	Redevances	Frais d'exploitation	Frais de mise en valeur	Frais d'abandon de puits	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts	Impôts	Produits d'exploitation nets futurs après impôts
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
GAZ								
<i>Réserves prouvées</i>	9 604 234 \$	1 315 021 \$	1 980 957 \$	100 000 \$	100 000 \$	9 604 234 \$	2 376 190 \$	7 328 044 \$
<i>Réserves probables</i>	6 347 515 \$	820 326 \$	540 418 \$	360 000 \$	90 000 \$	6 347 515 \$	1 770 471 \$	4 937 044 \$
Total prouvées et probables	15 951 750 \$	2 135 347 \$	2 521 375 \$	460 000 \$	190 000 \$	15 951 750 \$	4 146 661 \$	12 265 089 \$
PÉTROLE								
<i>Réserves probables</i>	6 057 678 \$	373 670 \$	392 053 \$	75 000 \$	- \$	6 057 678 \$	1 848 072 \$	4 259 606 \$
Total prouvées et probables	6 057 678 \$	373 670 \$	392 053 \$	75 000 \$	- \$	6 057 678 \$	1 848 072 \$	4 259 606 \$
Grand total des réserves prouvées et probables	22 009 427 \$	2 509 017 \$	2 913 429 \$	535 000 \$	190 000 \$	22 009 427 \$	5 994 733 \$	16 524 695 \$

**Tableau 20 : Produits d'exploitation nets futurs de saumure, Non Actualisés, Prix et Coûts Prévisionnels
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Catégorie de réserves	Produits d'exploitation	Redevances	Frais d'exploitation	Frais de mise en valeur	Frais d'abandon de puits	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts	Impôts	Produits d'exploitation nets futurs après impôts
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
SAUMURE								
<i>Réserves prouvées</i>	62 290 563 \$	3 616 099 \$	2 115 323 \$	3 100 000 \$	400 000 \$	62 290 563 \$	18 056 269 \$	47 334 293 \$
<i>Réserves probables</i>	62 124 029 \$	3 616 099 \$	2 281 857 \$	3 100 000 \$	400 000 \$	62 124 029 \$	18 004 611 \$	47 219 419 \$
Total prouvées et probables	124 414 592 \$	7 232 199 \$	4 397 180 \$	6 200 000 \$	800 000 \$	124 414 592 \$	36 060 880 \$	94 553 712 \$

**Tableau 21 : Produits d'exploitation nets futurs par groupe de production (pétrole et gaz), Prix et coûts prévisionnels
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Catégorie de réserves	Groupe de production	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts (actualisés au taux annuel de 10%)
		\$
Réserves prouvées	Gaz naturel	5 954 424 \$
Total prouvées et probables	Gaz naturel	9 821 596 \$
Réserves probable	Pétrole	4 274 275 \$
Total prouvées et probables	Pétrole	4 274 275 \$
Total des réserves prouvées et probables	Gaz et Pétrole	14 095 871 \$

**Tableau 22 : Produits d'exploitation nets futurs par groupe de production de saumure, Prix et coûts prévisionnels
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Catégorie de réserves	Groupe de production	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts (actualisés au taux annuel de 10%)
		\$
Réserves prouvées	Saumure	29 391 245 \$
Total prouvées et probables	Saumure	58 663 494 \$

**Tableau 23 : Variation des réserves nettes par type de produits (pétrole et gaz), Prix et coûts constants
Part JUNEX au 31 décembre 2005**

Facteurs	PÉTROLE LÉGER ET MOYEN			GAZ NATUREL ASSOCIÉ ET NON-ASSOCIÉ		
	Prouvées nettes m ³	Probables nettes m ³	Sommes des réserves prouvées et probables nettes m ³	Prouvées nettes m ³	Probables nettes m ³	Sommes des réserves prouvées et probables nettes m ³
31 décembre, 2004	0	15 007	15 007	25 412 109	24 701 187	50 113 296
Extensions						
Récupération améliorée						
Révisions techniques		83	83	1 033 972		1 033 972
Découvertes						
Acquisitions						
Aliénations ¹					-3 569 059	-3 569 059
Facteurs économiques						
Production ²						
31 décembre, 2005	0	15 090	15 090	26 446 081	21 132 129	47 578 210

Notes:

1. JUNEX a cédé 20% d'intérêt en 2005 sur le puits de St-Simon
2. Les productions mineures de pétrole et de gaz en 2005, lors des phases de développement de Galt et Bécancour, ne sont pas considérées dans le calcul des réserves

Tableau 24 : *Variation des réserves nettes par type de produits de saumure, Prix et coûts constants
Part JUNEX au 31 décembre 2005*

Facteurs	SAUMURE		
	Prouvées nettes m ³	Probables nettes m ³	Sommes des réserves prouvées et probables nettes m ³
31 décembre, 2004	690 378	690 378	1 380 756
Extensions			
Récupération améliorée			
Révisions techniques			
Découvertes			
Acquisitions			
Aliénations			
Facteurs économiques*	10 846	10 846	21 693
Production			
31 décembre, 2005	701 224	701 224	1 402 449

* : Ajustements de la production en fonction de la demande

Tableau 25 : *Variation des changements dans les produits d'exploitation nets futurs calculés à un taux d'actualisation de 10%, Réserves prouvées de pétrole et de gaz, Prix et coûts constants Part JUNEX au 31 décembre 2004*

Période et Facteurs	2005 (\$)
Estimation des produits nets futurs au début de l'exercice après impôts	3 472 811
Ventes et transferts de pétrole et de gaz produit, déduction faite des frais de production et des redevances	
Variation nette des prix, des coûts de production et des redevances relatifs à la production future	721 132
Variation des frais de mise en valeur estimés antérieurement qui ont été engagés pendant la période	(400 000)
Estimation des frais de mise en valeur futurs estimatifs	50 000
Extensions et récupération améliorée	
Découvertes	
Acquisitions de réserves	
Aliénations de réserves	
Variation nette résultant de la révision des estimations de quantités	169 857
Augmentation due à l'actualisation	
Variation nette des charges fiscales	330 367
Estimation des produits nets futurs à la fin de l'exercice après impôts	4 344 167

Tableau 26 : *Variation des changements dans les produits d'exploitation nets futurs calculés à un taux d'actualisation de 10%, Réserves prouvées de saumure, Prix et coûts constants Part JUNEX au 31 décembre 2005*

Période et Facteurs	2004 (\$)
Estimation des produits nets futurs au début de l'exercice	20 451 603
Ventes et transferts de saumure produit, déduction faite des frais de production et des redevances	
Variation nette des prix, des coûts de production et des redevances relatifs à la production future	
Variation des frais de mise en valeur estimés antérieurement qui ont été engagés pendant la période	500 000
Variation des frais de mise en valeur futurs estimatifs	
Extensions et récupération améliorée	
Découvertes	
Acquisitions de réserves	
Aliénations de réserves	
Variation nette résultant de la révision des estimations de quantités	444 217
Augmentation due à l'actualisation	
Variation nette des charges fiscales	79 009
Estimation des produits nets futurs à la fin de l'exercice	21 474 829

Tableau 27 : Production de JUNEX en 2005

ANNÉE 2005	GAZ NATUREL	PÉTROLE ET CONDENSATS	SAUMURE	
VOLUME m ³	99 297	109,30	5 146	
VENTES \$	\$ 41 971	\$ 49 185	\$ 515 207	\$ 606 363
Ventes (Part JUNEX)	\$ 20 986	\$ 24 593	\$ 515 207	\$ 560 786
PRIX MOYEN \$/ m ³	\$ 0.42	\$450.00	\$100.00	

CALCULS DÉTAILLÉS DES RÉSERVES ET ÉTUDES ÉCONOMIQUES

SECTION 1 : PÉTROLE ET GAZ, PRIX ET COÛTS CONSTANTS

Projet de Galt

Gaz naturel

Prix et coûts constants : Prouvées, exploitées

A
Puits Soquip Galt No.1
Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,200 Mmpc/j	
Investissement	50 000 \$	³ Frais d'amortissement	1 968 503 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	100 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 500 \$/an
Coût d'abandon ⁴	50 000 \$			Redevances 10 %
Taux d'inflation	0 %			
Année d'investissement	2006			
Année production	2004			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	Mmpc/j	Mmpc/an	Prix ²	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			\$/mpc	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	0,200	73,00	14,830 \$	1 082,59 \$	100,000 \$	982,59 \$	108,76 \$	873,83 \$
2007	0,170	62,05	14,830 \$	920,20 \$	100,000 \$	820,20 \$	92,52 \$	727,68 \$
2008	0,145	52,74	14,830 \$	782,17 \$	100,000 \$	682,17 \$	78,72 \$	603,45 \$
2009	0,123	44,83	14,830 \$	664,85 \$	100,000 \$	564,85 \$	66,98 \$	497,86 \$
2010	0,104	38,11	14,830 \$	565,12 \$	100,000 \$	465,12 \$	57,01 \$	408,11 \$
2011	0,089	32,39	14,830 \$	480,35 \$	100,000 \$	380,35 \$	48,54 \$	331,82 \$
2012	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2013	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2014	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2015	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2016	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2017	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2018	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2019	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2020	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	150,000 \$	228,91 \$	38,39 \$	190,52 \$
Total		533,07		7 905,44 \$	1 550,00 \$	6 355,44 \$	798,04 \$	5 557,39 \$

Notes:

1. 100 000\$ par puits
2. Selon contrats de vente de JUNEX (novembre 2005)
3. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
4. 50 000\$ par puits

Projet de Galt

Gaz naturel

Prix et coûts constants : Prouvées, exploitées

B
Sommaire

	AVANT	APRÈS		AVANT	APRÈS
	IMPÔTS			IMPÔTS	
Revenus net actual. 0% :	5,51 \$	4,44 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	110,15 \$	88,88 \$
Revenus net actual. 5% :	4,40 \$	3,55 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	73,80 \$	59,48 \$
Revenus net actual. 10% :	3,69 \$	2,97 \$			
Revenus net actual. 15% :	3,20 \$	2,58 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	2,85 \$	2,30 \$	Période de recouvrement (ans) :	< 1	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts			
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%
	K\$	K\$	K\$	K\$

2006	50 \$	823,83 \$	823,83 \$	823,83 \$
2007	- \$	727,68 \$	1 551,51 \$	661,53 \$
2008	- \$	603,45 \$	2 154,97 \$	498,72 \$
2009	- \$	497,86 \$	2 652,83 \$	374,05 \$
2010	- \$	408,11 \$	3 060,93 \$	278,74 \$
2011	- \$	331,82 \$	3 392,75 \$	206,03 \$
2012	- \$	240,52 \$	3 633,27 \$	135,76 \$
2013	- \$	240,52 \$	3 873,78 \$	123,42 \$
2014	- \$	240,52 \$	4 114,30 \$	112,20 \$
2015	- \$	240,52 \$	4 354,81 \$	102,00 \$
2016	- \$	240,52 \$	4 595,33 \$	92,73 \$
2017	- \$	240,52 \$	4 835,85 \$	84,30 \$
2018	- \$	240,52 \$	5 076,36 \$	76,64 \$
2019	- \$	240,52 \$	5 316,88 \$	69,67 \$
2020	- \$	190,52 \$	5 507,39 \$	50,17 \$
Total	50,00 \$	5 507,39 \$	5 507,39 \$	3 689,80 \$

Amortiss.	Après impôts				
	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$

269,57 \$	604,26 \$	187,44 \$	686,39 \$	686,39 \$	686,39 \$
229,14 \$	498,55 \$	154,65 \$	573,03 \$	1 259,42 \$	520,94 \$
194,77 \$	408,69 \$	126,78 \$	476,68 \$	1 736,10 \$	393,95 \$
165,55 \$	332,31 \$	103,08 \$	394,78 \$	2 130,88 \$	296,60 \$
140,72 \$	267,39 \$	82,94 \$	325,16 \$	2 456,04 \$	222,09 \$
119,61 \$	212,21 \$	65,83 \$	265,99 \$	2 722,03 \$	165,16 \$
94,35 \$	146,17 \$	45,34 \$	195,18 \$	2 917,21 \$	110,17 \$
94,35 \$	146,17 \$	45,34 \$	195,18 \$	3 112,38 \$	100,16 \$
94,35 \$	146,17 \$	45,34 \$	195,18 \$	3 307,56 \$	91,05 \$
94,35 \$	146,17 \$	45,34 \$	195,18 \$	3 502,73 \$	82,77 \$
94,35 \$	146,17 \$	45,34 \$	195,18 \$	3 697,91 \$	75,25 \$
94,35 \$	146,17 \$	45,34 \$	195,18 \$	3 893,08 \$	68,41 \$
94,35 \$	146,17 \$	45,34 \$	195,18 \$	4 088,26 \$	62,19 \$
94,35 \$	146,17 \$	45,34 \$	195,18 \$	4 283,43 \$	56,54 \$
94,35 \$	96,17 \$	29,83 \$	160,69 \$	4 444,12 \$	42,31 \$
1 968,50 \$	3 588,89 \$	1 113,27 \$	4 444,12 \$	4 444,12 \$	2 973,98 \$

Projet de Galt

Gaz naturel

Prix et coûts constants : Prouvées, inexploitées

A

Puits Junex Galt No.3

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,200 Mmpc/j		
Investissement	50 000 \$	³ Frais d'amortissement	2 019 593 \$		Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	100 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente	500 \$/an
Coût d'abandon ⁴	50 000 \$			Redevances	10 %
Taux d'inflation	0 %				
Année d'investissement	2006				
Année production	2006				

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	Mmpc/j	Mmpc/an	Prix ²	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			\$/mpc	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	0,200	73,00	14,830 \$	1 082,59 \$	- \$	1 082,59 \$	108,76 \$	973,83 \$
2007	0,170	62,05	14,830 \$	920,20 \$	100,000 \$	820,20 \$	92,52 \$	727,68 \$
2008	0,145	52,74	14,830 \$	782,17 \$	100,000 \$	682,17 \$	78,72 \$	603,45 \$
2009	0,123	44,83	14,830 \$	664,85 \$	100,000 \$	564,85 \$	66,98 \$	497,86 \$
2010	0,104	38,11	14,830 \$	565,12 \$	100,000 \$	465,12 \$	57,01 \$	408,11 \$
2011	0,089	32,39	14,830 \$	480,35 \$	100,000 \$	380,35 \$	48,54 \$	331,82 \$
2012	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2013	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2014	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2015	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2016	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2017	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2018	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2019	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	100,000 \$	278,91 \$	38,39 \$	240,52 \$
2020	0,070	25,55	14,830 \$	378,91 \$	150,000 \$	228,91 \$	38,39 \$	190,52 \$
Total		533,07		7 905,44 \$	1 450,00 \$	6 455,44 \$	798,04 \$	5 657,39 \$

Notes:

1. 100 000\$ par puits
2. Selon contrats de vente de JUNEX (novembre 2005)
3. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
4. 50 000\$ par puits

Projet de Galt

Gaz naturel

Prix et coûts constants : Prouvées, inexploitées

B
Sommaire

	AVANT IMPÔTS	APRÈS IMPÔTS		AVANT IMPÔTS	APRÈS IMPÔTS
Revenus net actual. 0% :	5,61 \$	4,53 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	112,15 \$	90,58 \$
Revenus net actual. 5% :	4,50 \$	3,63 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	75,80 \$	61,06 \$
Revenus net actual. 10% :	3,79 \$	3,05 \$			
Revenus net actual. 15% :	3,30 \$	2,66 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	2,95 \$	2,38 \$	Période de recouvrement (ans) :	< 1	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts			
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%
	K\$	K\$	K\$	K\$

2006	50 \$	923,83 \$	923,83 \$	923,83 \$
2007	- \$	727,68 \$	1 651,51 \$	661,53 \$
2008	- \$	603,45 \$	2 254,97 \$	498,72 \$
2009	- \$	497,86 \$	2 752,83 \$	374,05 \$
2010	- \$	408,11 \$	3 160,93 \$	278,74 \$
2011	- \$	331,82 \$	3 492,75 \$	206,03 \$
2012	- \$	240,52 \$	3 733,27 \$	135,76 \$
2013	- \$	240,52 \$	3 973,78 \$	123,42 \$
2014	- \$	240,52 \$	4 214,30 \$	112,20 \$
2015	- \$	240,52 \$	4 454,81 \$	102,00 \$
2016	- \$	240,52 \$	4 695,33 \$	92,73 \$
2017	- \$	240,52 \$	4 935,85 \$	84,30 \$
2018	- \$	240,52 \$	5 176,36 \$	76,64 \$
2019	- \$	240,52 \$	5 416,88 \$	69,67 \$
2020	- \$	190,52 \$	5 607,39 \$	50,17 \$
Total	50,00 \$	5 607,39 \$	5 607,39 \$	3 789,80 \$

Amortiss.	Après impôts				
	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$

276,57 \$	697,26 \$	216,29 \$	757,54 \$	757,54 \$	757,54 \$
235,08 \$	492,60 \$	152,80 \$	574,88 \$	1 332,42 \$	522,62 \$
199,82 \$	403,63 \$	125,21 \$	478,25 \$	1 810,66 \$	395,25 \$
169,85 \$	328,01 \$	101,75 \$	396,11 \$	2 206,78 \$	297,60 \$
144,37 \$	263,74 \$	81,81 \$	326,30 \$	2 533,07 \$	222,86 \$
122,71 \$	209,10 \$	64,86 \$	266,95 \$	2 800,02 \$	165,76 \$
96,80 \$	143,72 \$	44,58 \$	195,93 \$	2 995,96 \$	110,60 \$
96,80 \$	143,72 \$	44,58 \$	195,93 \$	3 191,89 \$	100,55 \$
96,80 \$	143,72 \$	44,58 \$	195,93 \$	3 387,83 \$	91,41 \$
96,80 \$	143,72 \$	44,58 \$	195,93 \$	3 583,76 \$	83,10 \$
96,80 \$	143,72 \$	44,58 \$	195,93 \$	3 779,70 \$	75,54 \$
96,80 \$	143,72 \$	44,58 \$	195,93 \$	3 975,63 \$	68,67 \$
96,80 \$	143,72 \$	44,58 \$	195,93 \$	4 171,57 \$	62,43 \$
96,80 \$	143,72 \$	44,58 \$	195,93 \$	4 367,50 \$	56,76 \$
96,80 \$	93,72 \$	29,07 \$	161,44 \$	4 528,95 \$	42,51 \$
2 019,59 \$	3 637,80 \$	1 128,45 \$	4 528,95 \$	4 528,95 \$	3 053,19 \$

Projet de Galt

Pétrole léger

Prix et coûts constants : Probable, Non mises en valeur

A**Puits Soquip Galt No.1****Paramètres de l'évaluation économique**

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,002 ML/jour	
Investissement	50 000 \$	³ Frais d'amortissement	150 000 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	25 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 2000 \$/an
Coût d'abandon ⁴	0 \$			Redevances 5 %
Taux d'inflation	0 %			
Année d'investissement	2006			
Année production	2004			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	(ML/jr)	(ML/an)	Prix ² (\$/L)	Revenus bruts opération (K\$)	Frais opération (K\$)	Revenus net opération (K\$)	Redevance Provincial (K\$)	Revenus net après redevance (K\$)
2006	0,002	0,58	0,427 \$	247,81 \$	- \$	247,81 \$	14,39 \$	233,42 \$
2007	0,001	0,49	0,427 \$	210,64 \$	25,00 \$	185,64 \$	12,53 \$	173,11 \$
2008	0,001	0,42	0,427 \$	179,04 \$	25,00 \$	154,04 \$	10,95 \$	143,09 \$
2009	0,001	0,36	0,427 \$	152,19 \$	25,00 \$	127,19 \$	9,61 \$	117,58 \$
2010	0,001	0,30	0,427 \$	129,36 \$	25,00 \$	104,36 \$	8,47 \$	95,89 \$
2011	0,001	0,26	0,427 \$	109,95 \$	25,00 \$	84,95 \$	7,50 \$	77,46 \$
2012	0,001	0,22	0,427 \$	93,46 \$	25,00 \$	68,46 \$	6,67 \$	61,79 \$
2013	0,001	0,19	0,427 \$	79,44 \$	25,00 \$	54,44 \$	5,97 \$	48,47 \$
2014	0,000	0,16	0,427 \$	67,53 \$	25,00 \$	42,53 \$	5,38 \$	37,15 \$
2015	0,000	0,13	0,427 \$	57,40 \$	25,00 \$	32,40 \$	4,87 \$	27,53 \$
2016	0,000	0,11	0,427 \$	48,79 \$	25,00 \$	23,79 \$	4,44 \$	19,35 \$
2017	0,000	0,10	0,427 \$	41,47 \$	25,00 \$	16,47 \$	4,07 \$	12,40 \$
2018	0,000	0,08	0,427 \$	35,25 \$	25,00 \$	10,25 \$	3,76 \$	6,49 \$
2019	0,000	0,07	0,427 \$	29,96 \$	25,00 \$	4,96 \$	3,50 \$	1,46 \$
2020	0,000	0,06	0,427 \$	25,47 \$	25,00 \$	0,47 \$	3,27 \$	(2,81) \$
Total		3,53		1 507,75 \$	350,00 \$	1 157,75 \$	105,39 \$	1 052,36 \$

Notes:

- 25 000\$ par puits
- Prix de référence du Edmonton Light Oil - 40 API (Sproule Associates) en décembre 2005 : 67,92\$CDN/bbl (159 L)
- Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
- Coûts d'abandon déjà alloués dans la simulation économique du gaz naturel pour Galt

Projet de Galt

Pétrole léger

Prix et coûts constants : Probable, Non mises en valeur

B
Sommaire

	AVANT	APRÈS		AVANT	APRÈS
	IMPÔTS			IMPÔTS	
Revenus net actual. 0% :	1 002,36 \$	772,45 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	20 047,22 \$	15 448,97 \$
Revenus net actual. 5% :	864,75 \$	669,46 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	15 265,63 \$	11 878,94 \$
Revenus net actual. 10% :	763,28 \$	593,95 \$			
Revenus net actual. 15% :	686,19 \$	536,83 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	626,09 \$	492,44 \$	Période de recouvrement (ans) :	< 1	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploitation	Produit d'exploitation cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	50,00 \$	183,42 \$	183,42 \$	183,42 \$	24,65 \$	208,77 \$	64,76 \$	168,66 \$	168,66 \$	168,66 \$
2007	- \$	173,11 \$	356,53 \$	157,37 \$	20,96 \$	152,15 \$	47,20 \$	125,91 \$	294,57 \$	114,46 \$
2008	- \$	143,09 \$	499,62 \$	118,26 \$	17,81 \$	125,28 \$	38,86 \$	104,23 \$	398,80 \$	86,14 \$
2009	- \$	117,58 \$	617,19 \$	88,34 \$	15,14 \$	102,44 \$	31,78 \$	85,80 \$	484,60 \$	64,46 \$
2010	- \$	95,89 \$	713,08 \$	65,49 \$	12,87 \$	83,02 \$	25,75 \$	70,14 \$	554,74 \$	47,90 \$
2011	- \$	77,46 \$	790,54 \$	48,09 \$	10,94 \$	66,52 \$	20,63 \$	56,82 \$	611,56 \$	35,28 \$
2012	- \$	61,79 \$	852,33 \$	34,88 \$	9,30 \$	52,49 \$	16,28 \$	45,51 \$	657,06 \$	25,69 \$
2013	- \$	48,47 \$	900,80 \$	24,87 \$	7,90 \$	40,57 \$	12,58 \$	35,89 \$	692,95 \$	18,42 \$
2014	- \$	37,15 \$	937,95 \$	17,33 \$	6,72 \$	30,43 \$	9,44 \$	27,71 \$	720,66 \$	12,93 \$
2015	- \$	27,53 \$	965,47 \$	11,67 \$	5,71 \$	21,82 \$	6,77 \$	20,76 \$	741,42 \$	8,80 \$
2016	- \$	19,35 \$	984,82 \$	7,46 \$	4,85 \$	14,49 \$	4,50 \$	14,85 \$	756,27 \$	5,73 \$
2017	- \$	12,40 \$	997,22 \$	4,34 \$	4,13 \$	8,27 \$	2,57 \$	9,83 \$	766,10 \$	3,45 \$
2018	- \$	6,49 \$	1 003,70 \$	2,07 \$	3,51 \$	2,98 \$	0,92 \$	5,56 \$	771,66 \$	1,77 \$
2019	- \$	1,46 \$	1 005,17 \$	0,42 \$	2,98 \$	(1,52) \$	-0,47 \$	1,93 \$	773,60 \$	0,56 \$
2020	- \$	(2,81) \$	1 002,36 \$	(0,74) \$	2,53 \$	(5,34) \$	-1,66 \$	(1,15) \$	772,45 \$	(0,30) \$
Total	50,00 \$	1 002,36 \$	1 002,36 \$	763,28 \$	150,00 \$	902,36 \$	279,91 \$	772,45 \$	772,45 \$	593,95 \$

Projet de Galt

Pétrole léger

Prix et coûts constants : Probable, Non mises en valeur**A**

Puits Junex Galt No.3

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,012 ML/jour	
Investissement	50 000 \$	³ Frais d'amortissement	150 000 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	25 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 2000 \$/an
Coût d'abandon ⁴	0 \$			Redevances 5 %
Taux d'inflation	0 %			
Année d'investissement	2006			
Année production	2005			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	(ML/jr)	(ML/an)	Prix ² (\$/L)	Revenus bruts opération (K\$)	Frais opération (K\$)	Revenus net opération (K\$)	Redevance Provincial (K\$)	Revenus net après redevance (K\$)
2006	0,012	4,38	0,427 \$	1 870,26 \$	- \$	1 870,26 \$	95,51 \$	1 774,75 \$
2007	0,010	3,72	0,427 \$	1 589,72 \$	25,00 \$	1 564,72 \$	81,49 \$	1 483,23 \$
2008	0,009	3,16	0,427 \$	1 351,26 \$	25,00 \$	1 326,26 \$	69,56 \$	1 256,70 \$
2009	0,007	2,69	0,427 \$	1 148,57 \$	25,00 \$	1 123,57 \$	59,43 \$	1 064,14 \$
2010	0,006	2,29	0,427 \$	976,29 \$	25,00 \$	951,29 \$	50,81 \$	900,47 \$
2011	0,005	1,94	0,427 \$	829,84 \$	25,00 \$	804,84 \$	43,49 \$	761,35 \$
2012	0,005	1,65	0,427 \$	705,37 \$	25,00 \$	680,37 \$	37,27 \$	643,10 \$
2013	0,004	1,40	0,427 \$	599,56 \$	25,00 \$	574,56 \$	31,98 \$	542,58 \$
2014	0,003	1,19	0,427 \$	509,63 \$	25,00 \$	484,63 \$	27,48 \$	457,15 \$
2015	0,003	1,01	0,427 \$	433,18 \$	25,00 \$	408,18 \$	23,66 \$	384,52 \$
2016	0,002	0,86	0,427 \$	368,21 \$	25,00 \$	343,21 \$	20,41 \$	322,80 \$
2017	0,002	0,73	0,427 \$	312,98 \$	25,00 \$	287,98 \$	17,65 \$	270,33 \$
2018	0,002	0,62	0,427 \$	266,03 \$	25,00 \$	241,03 \$	15,30 \$	225,73 \$
2019	0,001	0,53	0,427 \$	226,12 \$	25,00 \$	201,12 \$	13,31 \$	187,82 \$
2020	0,001	0,45	0,427 \$	192,21 \$	25,00 \$	167,21 \$	11,61 \$	155,60 \$
Total		26,65		11 379,23 \$	350,00 \$	11 029,23 \$	598,96 \$	10 430,27 \$

Notes:

1. 25 000\$ par puits
2. Prix de référence du Edmonton Light Oil - 40 API (Sproule Associates) en décembre 2005 : 67,92\$CDN/bbl (159 L)
3. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
4. Coûts d'abandon déjà alloués dans la simulation économique du gaz naturel pour Galt

Projet de Galt

Pétrole léger

Prix et coûts constants : Probable, Non mises en valeur

B
Sommaire

	AVANT	APRÈS		AVANT	APRÈS
	IMPÔTS			IMPÔTS	
Revenus net actual. 0% :	10 380,27 \$	7 241,33 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	207 605,42 \$	144 826,62 \$
Revenus net actual. 5% :	8 616,71 \$	6 016,76 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	148 066,07 \$	103 484,69 \$
Revenus net actual. 10% :	7 403,30 \$	5 174,23 \$			
Revenus net actual. 15% :	6 531,19 \$	4 568,70 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	5 880,68 \$	4 117,05 \$	Période de recouvrement (ans) :	< 1	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	50,00 \$	1 724,75 \$	1 724,75 \$	1 724,75 \$	24,65 \$	1 750,09 \$	542,88 \$	1 231,87 \$	1 231,87 \$	1 231,87 \$
2007	- \$	1 483,23 \$	3 207,98 \$	1 348,40 \$	20,96 \$	1 462,28 \$	453,60 \$	1 029,64 \$	2 261,50 \$	936,03 \$
2008	- \$	1 256,70 \$	4 464,68 \$	1 038,59 \$	17,81 \$	1 238,89 \$	384,30 \$	872,40 \$	3 133,90 \$	720,99 \$
2009	- \$	1 064,14 \$	5 528,83 \$	799,51 \$	15,14 \$	1 049,00 \$	325,40 \$	738,74 \$	3 872,64 \$	555,03 \$
2010	- \$	900,47 \$	6 429,30 \$	615,04 \$	12,87 \$	887,60 \$	275,33 \$	625,14 \$	4 497,78 \$	426,98 \$
2011	- \$	761,35 \$	7 190,65 \$	472,74 \$	10,94 \$	750,41 \$	232,78 \$	528,57 \$	5 026,36 \$	328,20 \$
2012	- \$	643,10 \$	7 833,75 \$	363,01 \$	9,30 \$	633,80 \$	196,61 \$	446,49 \$	5 472,85 \$	252,03 \$
2013	- \$	542,58 \$	8 376,34 \$	278,43 \$	7,90 \$	534,68 \$	165,86 \$	376,73 \$	5 849,58 \$	193,32 \$
2014	- \$	457,15 \$	8 833,48 \$	213,26 \$	6,72 \$	450,43 \$	139,72 \$	317,42 \$	6 167,00 \$	148,08 \$
2015	- \$	384,52 \$	9 218,01 \$	163,08 \$	5,71 \$	378,81 \$	117,51 \$	267,02 \$	6 434,02 \$	113,24 \$
2016	- \$	322,80 \$	9 540,80 \$	124,45 \$	4,85 \$	317,94 \$	98,63 \$	224,17 \$	6 658,19 \$	86,43 \$
2017	- \$	270,33 \$	9 811,13 \$	94,75 \$	4,13 \$	266,20 \$	82,58 \$	187,75 \$	6 845,94 \$	65,81 \$
2018	- \$	225,73 \$	10 036,86 \$	71,92 \$	3,51 \$	222,22 \$	68,93 \$	156,79 \$	7 002,73 \$	49,96 \$
2019	- \$	187,82 \$	10 224,68 \$	54,40 \$	2,98 \$	184,84 \$	57,34 \$	130,48 \$	7 133,22 \$	37,80 \$
2020	- \$	155,60 \$	10 380,27 \$	40,97 \$	2,53 \$	153,06 \$	47,48 \$	108,12 \$	7 241,33 \$	28,47 \$
Total	50,00 \$	10 380,27 \$	10 380,27 \$	7 403,30 \$	150,00 \$	10 280,27 \$	3 188,94 \$	7 241,33 \$	7 241,33 \$	5 174,23 \$

Projet Bécancour

Gaz naturel

Prix et coûts constants : Prouvées, inexploitées**A**

Soquip No.1

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,100 Mmpc/j	
Investissement	50 000 \$	³ Frais d'amortissement	50 000 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	15 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 500 \$/an
Coût d'abandon ⁴	50 000 \$			Redevances 10 %
Taux d'inflation	0 %			
Année d'investissement	2006			
Année production	2006			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	Mmpc/j	Mmpc/an	Prix ²	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			\$/mpc	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	0,100	36,50	9,930 \$	362,45 \$	15,000 \$	347,45 \$	36,74 \$	310,70 \$
2007	0,085	31,03	9,930 \$	308,08 \$	15,000 \$	293,08 \$	31,31 \$	261,77 \$
2008	0,072	26,37	9,930 \$	261,87 \$	15,000 \$	246,87 \$	26,69 \$	220,18 \$
2009	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2010	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2011	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2012	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2013	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2014	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2015	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2016	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2017	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2018	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2019	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2020	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	65,000 \$	188,71 \$	25,87 \$	162,84 \$
Total		400,50		3 976,93 \$	275,00 \$	3 701,93 \$	405,19 \$	3 296,73 \$

Notes:

1. 15 000\$ par puits
2. Le prix de vente est basé sur le prix de référence à Montréal (Gaz Métropolitain 31 décembre 2005)
3. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
4. 50 000\$ par puits

Projet Bécancour

Gaz naturel

Prix et coûts constants : Prouvées, inexploitées

B
Sommaire

	AVANT IMPÔTS	APRÈS IMPÔTS		AVANT IMPÔTS	APRÈS IMPÔTS
Revenus net actual. 0% :	3,25 \$	2,29 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	64,93 \$	45,79 \$
Revenus net actual. 5% :	2,40 \$	1,70 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	37,32 \$	26,61 \$
Revenus net actual. 10% :	1,87 \$	1,33 \$			
Revenus net actual. 15% :	1,52 \$	1,09 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	1,28 \$	0,93 \$	Période de recouvrement (ans) :	< 1	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts			
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%
	K\$	K\$	K\$	K\$

2006	50 \$	260,70 \$	260,70 \$	260,70 \$
2007	- \$	261,77 \$	522,47 \$	237,97 \$
2008	- \$	220,18 \$	742,65 \$	181,97 \$
2009	- \$	212,84 \$	955,49 \$	159,91 \$
2010	- \$	212,84 \$	1 168,33 \$	145,37 \$
2011	- \$	212,84 \$	1 381,17 \$	132,16 \$
2012	- \$	212,84 \$	1 594,01 \$	120,14 \$
2013	- \$	212,84 \$	1 806,85 \$	109,22 \$
2014	- \$	212,84 \$	2 019,69 \$	99,29 \$
2015	- \$	212,84 \$	2 232,53 \$	90,27 \$
2016	- \$	212,84 \$	2 445,37 \$	82,06 \$
2017	- \$	212,84 \$	2 658,21 \$	74,60 \$
2018	- \$	212,84 \$	2 871,05 \$	67,82 \$
2019	- \$	212,84 \$	3 083,89 \$	61,65 \$
2020	- \$	162,84 \$	3 246,73 \$	42,88 \$
Total	50,00 \$	3 246,73 \$	3 246,73 \$	1 866,01 \$

Amortiss.	Après impôts				
	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$

4,56 \$	306,14 \$	94,97 \$	215,73 \$	215,73 \$	215,73 \$
3,87 \$	257,90 \$	80,00 \$	181,77 \$	397,51 \$	165,25 \$
3,29 \$	216,89 \$	67,28 \$	152,90 \$	550,41 \$	126,36 \$
3,19 \$	209,65 \$	65,03 \$	147,81 \$	698,21 \$	111,05 \$
3,19 \$	209,65 \$	65,03 \$	147,81 \$	846,02 \$	100,95 \$
3,19 \$	209,65 \$	65,03 \$	147,81 \$	993,83 \$	91,78 \$
3,19 \$	209,65 \$	65,03 \$	147,81 \$	1 141,63 \$	83,43 \$
3,19 \$	209,65 \$	65,03 \$	147,81 \$	1 289,44 \$	75,85 \$
3,19 \$	209,65 \$	65,03 \$	147,81 \$	1 437,25 \$	68,95 \$
3,19 \$	209,65 \$	65,03 \$	147,81 \$	1 585,05 \$	62,68 \$
3,19 \$	209,65 \$	65,03 \$	147,81 \$	1 732,86 \$	56,99 \$
3,19 \$	209,65 \$	65,03 \$	147,81 \$	1 880,67 \$	51,81 \$
3,19 \$	209,65 \$	65,03 \$	147,81 \$	2 028,47 \$	47,10 \$
3,19 \$	209,65 \$	65,03 \$	147,81 \$	2 176,28 \$	42,81 \$
3,19 \$	159,65 \$	49,52 \$	113,32 \$	2 289,60 \$	29,84 \$
50,00 \$	3 246,73 \$	1 007,14 \$	2 289,60 \$	2 289,60 \$	1 330,59 \$

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,200 Mmpc/j	
Investissement	200 000 \$	³ Frais d'amortissement	1 000 000 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	15 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 500 \$/an
Coût d'abandon ⁴	50 000 \$			Redevances 10 %
Taux d'inflation	0 %			
Année d'investissement	2006			
Année production	2006			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	Mmpc/j	Mmpc/an	Prix ²	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			\$/mpc	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	0,200	73,00	9,930 \$	724,89 \$	15,000 \$	709,89 \$	72,99 \$	636,90 \$
2007	0,200	73,00	9,930 \$	724,89 \$	15,000 \$	709,89 \$	72,99 \$	636,90 \$
2008	0,200	73,00	9,930 \$	724,89 \$	15,000 \$	709,89 \$	72,99 \$	636,90 \$
2009	0,170	62,05	9,930 \$	616,16 \$	15,000 \$	601,16 \$	62,12 \$	539,04 \$
2010	0,145	52,74	9,930 \$	523,73 \$	15,000 \$	508,73 \$	52,87 \$	455,86 \$
2011	0,123	44,83	9,930 \$	445,17 \$	15,000 \$	430,17 \$	45,02 \$	385,16 \$
2012	0,104	38,11	9,930 \$	378,40 \$	15,000 \$	363,40 \$	38,34 \$	325,06 \$
2013	0,089	32,39	9,930 \$	321,64 \$	15,000 \$	306,64 \$	32,66 \$	273,97 \$
2014	0,075	27,53	9,930 \$	273,39 \$	15,000 \$	258,39 \$	27,84 \$	230,55 \$
2015	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2016	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2017	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2018	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2019	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2020	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	65,000 \$	188,71 \$	25,87 \$	162,84 \$
Total		629,95		6 255,43 \$	275,00 \$	5 980,43 \$	633,04 \$	5 347,39 \$

Notes:

1. 15 000\$ par puits
2. Le prix de vente est basé sur le prix de référence à Montréal (Gaz Métropolitain 31 décembre 2005)
3. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
4. 50 000\$ par puits

Sommaire	AVANT IMPÔTS	APRÈS		AVANT IMPÔTS	APRÈS
Revenus net actual. 0% :	5,15 \$	4,00 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	25,74 \$	19,99 \$
Revenus net actual. 5% :	4,06 \$	3,19 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	16,74 \$	13,26 \$
Revenus net actual. 10% :	3,35 \$	2,65 \$			
Revenus net actual. 15% :	2,85 \$	2,28 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	2,50 \$	2,01 \$	Période de recouvrement (ans) :	#REF!	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	200 \$	436,90 \$	436,90 \$	436,90 \$	115,88 \$	521,02 \$	161,62 \$	475,28 \$	475,28 \$	475,28 \$
2007	- \$	636,90 \$	1 073,80 \$	579,00 \$	115,88 \$	521,02 \$	161,62 \$	475,28 \$	950,56 \$	432,07 \$
2008	- \$	636,90 \$	1 710,70 \$	526,36 \$	115,88 \$	521,02 \$	161,62 \$	475,28 \$	1 425,84 \$	392,79 \$
2009	- \$	539,04 \$	2 249,74 \$	404,99 \$	98,50 \$	440,54 \$	136,66 \$	402,38 \$	1 828,23 \$	302,32 \$
2010	- \$	455,86 \$	2 705,60 \$	311,36 \$	83,72 \$	372,14 \$	115,44 \$	340,42 \$	2 168,65 \$	232,51 \$
2011	- \$	385,16 \$	3 090,76 \$	239,15 \$	71,17 \$	313,99 \$	97,40 \$	287,76 \$	2 456,41 \$	178,67 \$
2012	- \$	325,06 \$	3 415,82 \$	183,49 \$	60,49 \$	264,57 \$	82,07 \$	242,99 \$	2 699,40 \$	137,16 \$
2013	- \$	273,97 \$	3 689,79 \$	140,59 \$	51,42 \$	222,56 \$	69,04 \$	204,94 \$	2 904,33 \$	105,16 \$
2014	- \$	230,55 \$	3 920,34 \$	107,55 \$	43,70 \$	186,85 \$	57,96 \$	172,59 \$	3 076,93 \$	80,52 \$
2015	- \$	212,84 \$	4 133,18 \$	90,27 \$	40,56 \$	172,28 \$	53,44 \$	159,40 \$	3 236,32 \$	67,60 \$
2016	- \$	212,84 \$	4 346,02 \$	82,06 \$	40,56 \$	172,28 \$	53,44 \$	159,40 \$	3 395,72 \$	61,46 \$
2017	- \$	212,84 \$	4 558,86 \$	74,60 \$	40,56 \$	172,28 \$	53,44 \$	159,40 \$	3 555,12 \$	55,87 \$
2018	- \$	212,84 \$	4 771,70 \$	67,82 \$	40,56 \$	172,28 \$	53,44 \$	159,40 \$	3 714,52 \$	50,79 \$
2019	- \$	212,84 \$	4 984,54 \$	61,65 \$	40,56 \$	172,28 \$	53,44 \$	159,40 \$	3 873,92 \$	46,17 \$
2020	- \$	162,84 \$	5 147,39 \$	42,88 \$	40,56 \$	122,28 \$	37,93 \$	124,91 \$	3 998,83 \$	32,89 \$
Total	200,00 \$	5 147,39 \$	5 147,39 \$	3 348,67 \$	1 000,00 \$	4 347,39 \$	1 348,56 \$	3 998,83 \$	3 998,83 \$	2 651,27 \$

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,070 Mmpc/j	
Investissement	200 000 \$	³ Frais d'amortissement	200 000 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	15 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 500 \$/an
Coût d'abandon ⁴	50 000 \$			Redevances 10 %
Taux d'inflation	0 %			
Année d'investissement	2006			
Année production	2006			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	Mmpc/j	Mmpc/an	Prix ²	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			\$/mpc	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2007	0,060	21,72	9,930 \$	215,65 \$	15,000 \$	200,65 \$	22,07 \$	178,59 \$
2008	0,051	18,46	9,930 \$	183,31 \$	15,000 \$	168,31 \$	18,83 \$	149,48 \$
2009	0,043	15,69	9,930 \$	155,81 \$	15,000 \$	140,81 \$	16,08 \$	124,73 \$
2010	0,040	14,60	9,930 \$	144,98 \$	15,000 \$	129,98 \$	15,00 \$	114,98 \$
2011	0,040	14,60	9,930 \$	144,98 \$	15,000 \$	129,98 \$	15,00 \$	114,98 \$
2012	0,040	14,60	9,930 \$	144,98 \$	15,000 \$	129,98 \$	15,00 \$	114,98 \$
2013	0,040	14,60	9,930 \$	144,98 \$	15,000 \$	129,98 \$	15,00 \$	114,98 \$
2014	0,040	14,60	9,930 \$	144,98 \$	15,000 \$	129,98 \$	15,00 \$	114,98 \$
2015	0,040	14,60	9,930 \$	144,98 \$	15,000 \$	129,98 \$	15,00 \$	114,98 \$
2016	0,040	14,60	9,930 \$	144,98 \$	15,000 \$	129,98 \$	15,00 \$	114,98 \$
2017	0,040	14,60	9,930 \$	144,98 \$	15,000 \$	129,98 \$	15,00 \$	114,98 \$
2018	0,040	14,60	9,930 \$	144,98 \$	15,000 \$	129,98 \$	15,00 \$	114,98 \$
2019	0,040	14,60	9,930 \$	144,98 \$	15,000 \$	129,98 \$	15,00 \$	114,98 \$
2020	0,040	14,60	9,930 \$	144,98 \$	65,000 \$	79,98 \$	15,00 \$	64,98 \$
Total		242,02		2 403,24 \$	275,00 \$	2 128,24 \$	247,82 \$	1 880,42 \$

Notes:

1. 15 000\$ par puits
2. Le prix de vente est basé sur le prix de référence à Montréal (Gaz Métropolitain 31 décembre 2005)
3. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
4. 50 000\$ par puits

Projet de Batiscan

Gaz naturel

Prix et coûts constants : Probable

B
Sommaire

	AVANT	APRÈS		AVANT	APRÈS
	IMPÔTS			IMPÔTS	
Revenus net actual. 0% :	1,68 \$	1,36 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	8,40 \$	6,80 \$
Revenus net actual. 5% :	1,23 \$	1,03 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	4,70 \$	4,12 \$
Revenus net actual. 10% :	0,94 \$	0,82 \$			
Revenus net actual. 15% :	0,75 \$	0,69 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	0,62 \$	0,59 \$	Période de recouvrement (ans) :	1,00	

Prévision économiques (suite)

	Avant impôts			
Année	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%
	K\$	K\$	K\$	K\$

2006	200 \$	12,84 \$	12,84 \$	12,84 \$
2007	- \$	178,59 \$	191,43 \$	162,35 \$
2008	- \$	149,48 \$	340,91 \$	123,53 \$
2009	- \$	124,73 \$	465,64 \$	93,71 \$
2010	- \$	114,98 \$	580,62 \$	78,53 \$
2011	- \$	114,98 \$	695,60 \$	71,39 \$
2012	- \$	114,98 \$	810,58 \$	64,90 \$
2013	- \$	114,98 \$	925,56 \$	59,00 \$
2014	- \$	114,98 \$	1 040,54 \$	53,64 \$
2015	- \$	114,98 \$	1 155,52 \$	48,76 \$
2016	- \$	114,98 \$	1 270,50 \$	44,33 \$
2017	- \$	114,98 \$	1 385,48 \$	40,30 \$
2018	- \$	114,98 \$	1 500,46 \$	36,64 \$
2019	- \$	114,98 \$	1 615,44 \$	33,31 \$
2020	- \$	64,98 \$	1 680,42 \$	17,11 \$
Total	200,00 \$	1 680,42 \$	1 680,42 \$	940,36 \$

	Après impôts				
Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$

21,11 \$	191,73 \$	59,47 \$	153,37 \$	153,37 \$	153,37 \$
17,95 \$	160,64 \$	49,83 \$	128,76 \$	282,12 \$	117,05 \$
15,25 \$	134,22 \$	41,64 \$	107,84 \$	389,97 \$	89,12 \$
12,97 \$	111,76 \$	34,67 \$	90,06 \$	480,03 \$	67,66 \$
12,07 \$	102,91 \$	31,92 \$	83,06 \$	563,08 \$	56,73 \$
12,07 \$	102,91 \$	31,92 \$	83,06 \$	646,14 \$	51,57 \$
12,07 \$	102,91 \$	31,92 \$	83,06 \$	729,19 \$	46,88 \$
12,07 \$	102,91 \$	31,92 \$	83,06 \$	812,25 \$	42,62 \$
12,07 \$	102,91 \$	31,92 \$	83,06 \$	895,31 \$	38,75 \$
12,07 \$	102,91 \$	31,92 \$	83,06 \$	978,36 \$	35,22 \$
12,07 \$	102,91 \$	31,92 \$	83,06 \$	1 061,42 \$	32,02 \$
12,07 \$	102,91 \$	31,92 \$	83,06 \$	1 144,47 \$	29,11 \$
12,07 \$	102,91 \$	31,92 \$	83,06 \$	1 227,53 \$	26,46 \$
12,07 \$	102,91 \$	31,92 \$	83,06 \$	1 310,59 \$	24,06 \$
12,07 \$	52,91 \$	16,41 \$	48,57 \$	1 359,15 \$	12,79 \$
200,00 \$	1 680,42 \$	521,27 \$	1 359,15 \$	1 359,15 \$	823,43 \$

SECTION 2 : PÉTROLE ET GAZ, PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

Projet de Galt

Gaz naturel

Prix et coûts prévisionnels : Prouvées, exploitées**A****Puits Soquip Galt No.1****Paramètres de l'évaluation économique**

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,200 Mmpc/j		
Investissement	50 000 \$	³ Frais d'amortissement	1 968 503 \$		Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	100 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente	500 \$/an
Coût d'abandon ⁴	50 000 \$			Redevances	10 %
Taux d'inflation	1,5 %				
Année d'investissement	2006				
Année production	2004				

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
			Prix ²	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
	Mmpc/j	Mmpc/an	\$/mpc	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	0,200	73,00	14,83 \$	1 082,59 \$	101,500 \$	981,09 \$	108,76 \$	872,33 \$
2007	0,170	62,05	15,05 \$	934,00 \$	103,023 \$	830,98 \$	93,90 \$	737,08 \$
2008	0,145	52,74	15,28 \$	805,81 \$	104,568 \$	701,24 \$	81,08 \$	620,16 \$
2009	0,123	44,83	15,51 \$	695,21 \$	106,136 \$	589,08 \$	70,02 \$	519,06 \$
2010	0,104	38,11	15,74 \$	599,80 \$	107,728 \$	492,07 \$	60,48 \$	431,59 \$
2011	0,089	32,39	15,98 \$	517,47 \$	109,344 \$	408,13 \$	52,25 \$	355,88 \$
2012	0,070	25,55	16,22 \$	414,31 \$	110,984 \$	303,33 \$	41,93 \$	261,40 \$
2013	0,070	25,55	16,46 \$	420,53 \$	112,649 \$	307,88 \$	42,55 \$	265,33 \$
2014	0,070	25,55	16,71 \$	426,84 \$	114,339 \$	312,50 \$	43,18 \$	269,31 \$
2015	0,070	25,55	16,96 \$	433,24 \$	116,054 \$	317,18 \$	43,82 \$	273,36 \$
2016	0,070	25,55	17,21 \$	439,74 \$	117,795 \$	321,94 \$	44,47 \$	277,47 \$
2017	0,070	25,55	17,47 \$	446,33 \$	119,562 \$	326,77 \$	45,13 \$	281,64 \$
2018	0,070	25,55	17,73 \$	453,03 \$	121,355 \$	331,67 \$	45,80 \$	285,87 \$
2019	0,070	25,55	18,00 \$	459,82 \$	123,176 \$	336,65 \$	46,48 \$	290,17 \$
2020	0,070	25,55	18,27 \$	466,72 \$	125,023 \$	341,70 \$	47,17 \$	294,53 \$
Total		533,07		8 595,45 \$	1 743,24 \$	6 852,21 \$	867,04 \$	5 985,16 \$

Notes:

1. 100 000\$ par puits
2. Selon contrats de vente de JUNEX (novembre 2005)
3. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
4. 50 000\$ par puits

Sommaire

	AVANT	APRÈS		AVANT	APRÈS
	IMPÔTS			IMPÔTS	
Revenus net actual. 0% :	5,94 \$	4,74 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	118,70 \$	94,78 \$
Revenus net actual. 5% :	4,68 \$	3,74 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	77,62 \$	62,12 \$
Revenus net actual. 10% :	3,88 \$	3,11 \$			
Revenus net actual. 15% :	3,34 \$	2,68 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	2,96 \$	2,37 \$	Période de recouvrement (ans) :	< 1	

Prévision économiques (suite)

	Avant impôts			
Année	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%
	K\$	K\$	K\$	K\$

2006	50 \$	822,33 \$	822,33 \$	822,33 \$
2007	- \$	737,08 \$	1 559,41 \$	670,07 \$
2008	- \$	620,16 \$	2 179,58 \$	512,53 \$
2009	- \$	519,06 \$	2 698,63 \$	389,98 \$
2010	- \$	431,59 \$	3 130,22 \$	294,78 \$
2011	- \$	355,88 \$	3 486,10 \$	220,98 \$
2012	- \$	261,40 \$	3 747,50 \$	147,55 \$
2013	- \$	265,33 \$	4 012,83 \$	136,15 \$
2014	- \$	269,31 \$	4 282,14 \$	125,64 \$
2015	- \$	273,36 \$	4 555,50 \$	115,93 \$
2016	- \$	277,47 \$	4 832,97 \$	106,98 \$
2017	- \$	281,64 \$	5 114,60 \$	98,71 \$
2018	- \$	285,87 \$	5 400,47 \$	91,09 \$
2019	- \$	290,17 \$	5 690,64 \$	84,05 \$
2020	- \$	244,53 \$	5 935,16 \$	64,39 \$
Total	50,00 \$	5 935,16 \$	5 935,16 \$	3 881,16 \$

	Après impôts				
Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$

269,57 \$	602,76 \$	186,98 \$	685,36 \$	685,36 \$	685,36 \$
229,14 \$	507,95 \$	157,56 \$	579,52 \$	1 264,87 \$	526,83 \$
194,77 \$	425,40 \$	131,96 \$	488,20 \$	1 753,08 \$	403,48 \$
165,55 \$	353,51 \$	109,66 \$	409,40 \$	2 162,48 \$	307,59 \$
140,72 \$	290,87 \$	90,23 \$	341,36 \$	2 503,84 \$	233,15 \$
119,61 \$	236,27 \$	73,29 \$	282,59 \$	2 786,43 \$	175,47 \$
94,35 \$	167,05 \$	51,82 \$	209,58 \$	2 996,01 \$	118,30 \$
94,35 \$	170,98 \$	53,04 \$	212,29 \$	3 208,30 \$	108,94 \$
94,35 \$	174,96 \$	54,27 \$	215,04 \$	3 423,33 \$	100,32 \$
94,35 \$	179,01 \$	55,53 \$	217,83 \$	3 641,17 \$	92,38 \$
94,35 \$	183,12 \$	56,80 \$	220,66 \$	3 861,83 \$	85,08 \$
94,35 \$	187,29 \$	58,10 \$	223,54 \$	4 085,37 \$	78,35 \$
94,35 \$	191,52 \$	59,41 \$	226,46 \$	4 311,83 \$	72,16 \$
94,35 \$	195,81 \$	60,74 \$	229,42 \$	4 541,25 \$	66,46 \$
94,35 \$	150,17 \$	46,58 \$	197,94 \$	4 739,20 \$	52,12 \$
1 968,50 \$	4 016,66 \$	1 245,97 \$	4 739,20 \$	4 739,20 \$	3 105,97 \$

Projet de Galt

Gaz naturel

Prix et coûts prévisionnels : Prouvées, inexploitées**A**

Puits Junex Galt No.3

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,200 Mmpc/j		
Investissement	50 000 \$	³ Frais d'amortissement	2 019 593 \$		Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	100 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente	500 \$/an
Coût d'abandon ⁴	50 000 \$			Redevances	10 %
Taux d'inflation	1,5 %				
Année d'investissement	2006				
Année production	2006				

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	Mmpc/j	Mmpc/an	Prix ²	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			\$/mpc	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	0,200	73,00	14,830 \$	1 082,59 \$	- \$	1 082,59 \$	108,76 \$	973,83 \$
2007	0,170	62,05	15,052 \$	934,00 \$	101,500 \$	832,50 \$	93,90 \$	738,60 \$
2008	0,145	52,74	15,278 \$	805,81 \$	103,023 \$	702,79 \$	81,08 \$	621,71 \$
2009	0,123	44,83	15,507 \$	695,21 \$	104,568 \$	590,65 \$	70,02 \$	520,63 \$
2010	0,104	38,11	15,740 \$	599,80 \$	106,136 \$	493,66 \$	60,48 \$	433,18 \$
2011	0,089	32,39	15,976 \$	517,47 \$	107,728 \$	409,75 \$	52,25 \$	357,50 \$
2012	0,070	25,55	16,216 \$	414,31 \$	109,344 \$	304,97 \$	41,93 \$	263,04 \$
2013	0,070	25,55	16,459 \$	420,53 \$	110,984 \$	309,54 \$	42,55 \$	266,99 \$
2014	0,070	25,55	16,706 \$	426,84 \$	112,649 \$	314,19 \$	43,18 \$	271,00 \$
2015	0,070	25,55	16,956 \$	433,24 \$	114,339 \$	318,90 \$	43,82 \$	275,08 \$
2016	0,070	25,55	17,211 \$	439,74 \$	116,054 \$	323,68 \$	44,47 \$	279,21 \$
2017	0,070	25,55	17,469 \$	446,33 \$	117,795 \$	328,54 \$	45,13 \$	283,40 \$
2018	0,070	25,55	17,731 \$	453,03 \$	119,562 \$	333,47 \$	45,80 \$	287,66 \$
2019	0,070	25,55	17,997 \$	459,82 \$	121,355 \$	338,47 \$	46,48 \$	291,99 \$
2020	0,070	25,55	18,267 \$	466,72 \$	173,176 \$	293,54 \$	47,17 \$	246,37 \$
Total		533,07		8 595,45 \$	1 618,21 \$	6 977,23 \$	867,04 \$	6 110,19 \$

Notes:

1. 100 000\$ par puits
2. Selon contrats de vente de JUNEX (novembre 2005)
3. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
4. 50 000\$ par puits

Sommaire

	AVANT IMPÔTS	APRÈS		AVANT IMPÔTS	APRÈS
Revenus net actual. 0% :	6,06 \$	4,84 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	121,20 \$	96,83 \$
Revenus net actual. 5% :	4,80 \$	3,84 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	79,90 \$	63,89 \$
Revenus net actual. 10% :	3,99 \$	3,19 \$			
Revenus net actual. 15% :	3,45 \$	2,76 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	3,07 \$	2,45 \$	Période de recouvrement (ans) :	< 1	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	50 \$	923,83 \$	923,83 \$	923,83 \$	276,57 \$	697,26 \$	216,29 \$	757,54 \$	757,54 \$	757,54 \$
2007	- \$	738,60 \$	1 662,44 \$	671,46 \$	235,08 \$	503,52 \$	156,19 \$	582,41 \$	1 339,95 \$	529,47 \$
2008	- \$	621,71 \$	2 284,14 \$	513,81 \$	199,82 \$	421,89 \$	130,87 \$	490,84 \$	1 830,79 \$	405,65 \$
2009	- \$	520,63 \$	2 804,77 \$	391,15 \$	169,85 \$	350,78 \$	108,81 \$	411,81 \$	2 242,60 \$	309,40 \$
2010	- \$	433,18 \$	3 237,95 \$	295,87 \$	144,37 \$	288,81 \$	89,59 \$	343,59 \$	2 586,20 \$	234,68 \$
2011	- \$	357,50 \$	3 595,45 \$	221,98 \$	122,71 \$	234,78 \$	72,83 \$	284,67 \$	2 870,86 \$	176,76 \$
2012	- \$	263,04 \$	3 858,49 \$	148,48 \$	96,80 \$	166,24 \$	51,57 \$	211,47 \$	3 082,33 \$	119,37 \$
2013	- \$	266,99 \$	4 125,48 \$	137,01 \$	96,80 \$	170,19 \$	52,79 \$	214,20 \$	3 296,53 \$	109,92 \$
2014	- \$	271,00 \$	4 396,48 \$	126,42 \$	96,80 \$	174,20 \$	54,04 \$	216,96 \$	3 513,50 \$	101,22 \$
2015	- \$	275,08 \$	4 671,55 \$	116,66 \$	96,80 \$	178,28 \$	55,30 \$	219,77 \$	3 733,27 \$	93,21 \$
2016	- \$	279,21 \$	4 950,76 \$	107,65 \$	96,80 \$	182,41 \$	56,58 \$	222,63 \$	3 955,90 \$	85,83 \$
2017	- \$	283,40 \$	5 234,17 \$	99,33 \$	96,80 \$	186,61 \$	57,89 \$	225,52 \$	4 181,41 \$	79,04 \$
2018	- \$	287,66 \$	5 521,83 \$	91,66 \$	96,80 \$	190,86 \$	59,21 \$	228,46 \$	4 409,87 \$	72,79 \$
2019	- \$	291,99 \$	5 813,81 \$	84,58 \$	96,80 \$	195,19 \$	60,55 \$	231,44 \$	4 641,31 \$	67,04 \$
2020	- \$	246,37 \$	6 060,19 \$	64,88 \$	96,80 \$	149,57 \$	46,40 \$	199,97 \$	4 841,28 \$	52,66 \$
Total	50,00 \$	6 060,19 \$	6 060,19 \$	3 994,76 \$	2 019,59 \$	4 090,59 \$	1 268,90 \$	4 841,28 \$	4 841,28 \$	3 194,57 \$

Projet de Galt

Pétrole léger

Prix et coûts prévisionnels : Probable, Non mises en valeur

A

Puits Soquip Galt No.1

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,002 ML/jour		
Investissement	50 000 \$	³ Frais d'amortissement	150 000 \$		Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	25 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente	2000 \$/an
Coût d'abandon ⁴	0 \$			Redevances	5 %
Taux d'inflation	1,5 %				
Année d'investissement	2006				
Année production	2004				

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	(ML/jr)	(ML/an)	Prix ² (\$/L)	Revenus bruts opération (K\$)	Frais opération (K\$)	Revenus net opération (K\$)	Redevance Provincial (K\$)	Revenus net après redevance (K\$)
2006	0,002	0,58	0,427 \$	247,81 \$	- \$	247,81 \$	14,39 \$	233,42 \$
2007	0,001	0,49	0,433 \$	213,80 \$	25,38 \$	188,42 \$	12,69 \$	175,73 \$
2008	0,001	0,42	0,440 \$	184,45 \$	25,76 \$	158,70 \$	11,22 \$	147,48 \$
2009	0,001	0,36	0,447 \$	159,14 \$	26,14 \$	133,00 \$	9,96 \$	123,04 \$
2010	0,001	0,30	0,453 \$	137,30 \$	26,53 \$	110,76 \$	8,86 \$	101,90 \$
2011	0,001	0,26	0,460 \$	118,45 \$	26,93 \$	91,52 \$	7,92 \$	83,60 \$
2012	0,001	0,22	0,467 \$	102,19 \$	27,34 \$	74,86 \$	7,11 \$	67,75 \$
2013	0,001	0,19	0,474 \$	88,17 \$	27,75 \$	60,42 \$	6,41 \$	54,01 \$
2014	0,000	0,16	0,481 \$	76,07 \$	28,16 \$	47,90 \$	5,80 \$	42,10 \$
2015	0,000	0,13	0,488 \$	65,63 \$	28,58 \$	37,04 \$	5,28 \$	31,76 \$
2016	0,000	0,11	0,496 \$	56,62 \$	29,01 \$	27,61 \$	4,83 \$	22,78 \$
2017	0,000	0,10	0,503 \$	48,85 \$	29,45 \$	19,40 \$	4,44 \$	14,96 \$
2018	0,000	0,08	0,511 \$	42,14 \$	29,89 \$	12,25 \$	4,11 \$	8,15 \$
2019	0,000	0,07	0,518 \$	36,36 \$	30,34 \$	6,02 \$	3,82 \$	2,20 \$
2020	0,000	0,06	0,526 \$	31,37 \$	30,79 \$	0,58 \$	3,57 \$	(2,99) \$
Total		3,53		1 608,35 \$	392,05 \$	1 216,29 \$	110,42 \$	1 105,87 \$

Notes:

1. 25 000\$ par puits
2. Prix de référence du Edmonton Light Oil - 40 API (Sproule Associates) en décembre 2005 : 67,92\$CDN/bbl (159 L)
3. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
4. Coûts d'abandon déjà alloués dans la simulation économique du gaz naturel pour Galt

Projet de Galt

Pétrole léger

Prix et coûts prévisionnels : Probable, Non mises en valeur

B
Sommaire

	AVANT	APRÈS		AVANT	APRÈS
	IMPÔTS			IMPÔTS	
Revenus net actual. 0% :	1 055,87 \$	809,36 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	21 117,50 \$	16 187,25 \$
Revenus net actual. 5% :	905,00 \$	697,22 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	15 890,83 \$	12 310,20 \$
Revenus net actual. 10% :	794,54 \$	615,51 \$			
Revenus net actual. 15% :	711,15 \$	554,05 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	646,50 \$	506,52 \$	Période de recouvrement (ans) :	< 1	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploitation	Produit d'exploitation cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	50,00 \$	183,42 \$	183,42 \$	183,42 \$	24,65 \$	208,77 \$	64,76 \$	168,66 \$	168,66 \$	168,66 \$
2007	- \$	175,73 \$	359,15 \$	159,76 \$	20,96 \$	154,78 \$	48,01 \$	127,72 \$	296,38 \$	116,11 \$
2008	- \$	147,48 \$	506,63 \$	121,88 \$	17,81 \$	129,66 \$	40,22 \$	107,25 \$	403,63 \$	88,64 \$
2009	- \$	123,04 \$	629,67 \$	92,44 \$	15,14 \$	107,90 \$	33,47 \$	89,57 \$	493,20 \$	67,29 \$
2010	- \$	101,90 \$	731,56 \$	69,60 \$	12,87 \$	89,03 \$	27,62 \$	74,28 \$	567,48 \$	50,73 \$
2011	- \$	83,60 \$	815,16 \$	51,91 \$	10,94 \$	72,66 \$	22,54 \$	61,06 \$	628,54 \$	37,91 \$
2012	- \$	67,75 \$	882,91 \$	38,24 \$	9,30 \$	58,45 \$	18,13 \$	49,62 \$	678,16 \$	28,01 \$
2013	- \$	54,01 \$	936,92 \$	27,72 \$	7,90 \$	46,11 \$	14,30 \$	39,71 \$	717,87 \$	20,38 \$
2014	- \$	42,10 \$	979,02 \$	19,64 \$	6,72 \$	35,38 \$	10,98 \$	31,13 \$	749,00 \$	14,52 \$
2015	- \$	31,76 \$	1 010,79 \$	13,47 \$	5,71 \$	26,05 \$	8,08 \$	23,68 \$	772,68 \$	10,04 \$
2016	- \$	22,78 \$	1 033,56 \$	8,78 \$	4,85 \$	17,92 \$	5,56 \$	17,22 \$	789,89 \$	6,64 \$
2017	- \$	14,96 \$	1 048,52 \$	5,24 \$	4,13 \$	10,83 \$	3,36 \$	11,60 \$	801,49 \$	4,06 \$
2018	- \$	8,15 \$	1 056,66 \$	2,60 \$	3,51 \$	4,64 \$	1,44 \$	6,71 \$	808,20 \$	2,14 \$
2019	- \$	2,20 \$	1 058,87 \$	0,64 \$	2,98 \$	(0,78) \$	-0,24 \$	2,44 \$	810,64 \$	0,71 \$
2020	- \$	(2,99) \$	1 055,87 \$	(0,79) \$	2,53 \$	(5,53) \$	-1,71 \$	(1,28) \$	809,36 \$	(0,34) \$
Total	50,00 \$	1 055,87 \$	1 055,87 \$	794,54 \$	150,00 \$	955,87 \$	296,51 \$	809,36 \$	809,36 \$	615,51 \$

Projet de Galt

Pétrole léger

Prix et coûts prévisionnels : Probable, Non mises en valeur

A

Puits Junex Galt No.3

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,012 ML/jour	
Investissement	50 000 \$	³ Frais d'amortissement	150 000 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	25 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 2000 \$/an
Coût d'abandon ⁴	0 \$			Redevances 5 %
Taux d'inflation	1,5 %			
Année d'investissement	2006			
Année production	2005			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	(ML/jr)	(ML/an)	Prix ² (\$/L)	Revenus bruts opération (K\$)	Frais opération (K\$)	Revenus net opération (K\$)	Redevance Provincial (K\$)	Revenus net après redevance (K\$)
2006	0,012	4,38	0,427 \$	1 870,26 \$	- \$	1 870,26 \$	95,51 \$	1 774,75 \$
2007	0,010	3,72	0,433 \$	1 613,57 \$	25,38 \$	1 588,19 \$	82,68 \$	1 505,51 \$
2008	0,009	3,16	0,440 \$	1 392,10 \$	25,76 \$	1 366,35 \$	71,61 \$	1 294,74 \$
2009	0,007	2,69	0,447 \$	1 201,04 \$	26,14 \$	1 174,90 \$	62,05 \$	1 112,84 \$
2010	0,006	2,29	0,453 \$	1 036,20 \$	26,53 \$	1 009,66 \$	53,81 \$	955,85 \$
2011	0,005	1,94	0,460 \$	893,98 \$	26,93 \$	867,05 \$	46,70 \$	820,35 \$
2012	0,005	1,65	0,467 \$	771,28 \$	27,34 \$	743,94 \$	40,56 \$	703,38 \$
2013	0,004	1,40	0,474 \$	665,42 \$	27,75 \$	637,68 \$	35,27 \$	602,40 \$
2014	0,003	1,19	0,481 \$	574,09 \$	28,16 \$	545,93 \$	30,70 \$	515,23 \$
2015	0,003	1,01	0,488 \$	495,30 \$	28,58 \$	466,71 \$	26,76 \$	439,95 \$
2016	0,002	0,86	0,496 \$	427,32 \$	29,01 \$	398,30 \$	23,37 \$	374,94 \$
2017	0,002	0,73	0,503 \$	368,67 \$	29,45 \$	339,22 \$	20,43 \$	318,79 \$
2018	0,002	0,62	0,511 \$	318,07 \$	29,89 \$	288,18 \$	17,90 \$	270,28 \$
2019	0,001	0,53	0,518 \$	274,41 \$	30,34 \$	244,08 \$	15,72 \$	228,35 \$
2020	0,001	0,45	0,526 \$	236,75 \$	30,79 \$	205,96 \$	13,84 \$	192,12 \$
Total		26,65		12 138,46 \$	392,05 \$	11 746,40 \$	636,92 \$	11 109,48 \$

Notes:

- 25 000\$ par puits
- Prix de référence du Edmonton Light Oil - 40 API (Sproule Associates) en décembre 2005 : 67,92\$CDN/bbl (159 L)
- Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
- Coûts d'abandon déjà alloués dans la simulation économique du gaz naturel pour Galt

Projet de Galt

Pétrole léger

Prix et coûts prévisionnels : Probable, Non mises en valeur

B
Sommaire

	AVANT	APRÈS		AVANT	APRÈS
	IMPÔTS			IMPÔTS	
Revenus net actual. 0% :	11 059,48 \$	7 709,85 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	221 189,61 \$	154 196,99 \$
Revenus net actual. 5% :	9 093,91 \$	6 345,93 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	155 080,16 \$	108 323,01 \$
Revenus net actual. 10% :	7 754,01 \$	5 416,15 \$			
Revenus net actual. 15% :	6 799,01 \$	4 753,45 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	6 091,97 \$	4 262,80 \$	Période de recouvrement (ans) :	< 1	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	50,00 \$	1 724,75 \$	1 724,75 \$	1 724,75 \$	24,65 \$	1 750,09 \$	542,88 \$	1 231,87 \$	1 231,87 \$	1 231,87 \$
2007	- \$	1 505,51 \$	3 230,26 \$	1 368,65 \$	20,96 \$	1 484,56 \$	460,51 \$	1 045,00 \$	2 276,87 \$	950,00 \$
2008	- \$	1 294,74 \$	4 525,00 \$	1 070,04 \$	17,81 \$	1 276,93 \$	396,10 \$	898,64 \$	3 175,51 \$	742,68 \$
2009	- \$	1 112,84 \$	5 637,85 \$	836,10 \$	15,14 \$	1 097,70 \$	340,51 \$	772,34 \$	3 947,85 \$	580,27 \$
2010	- \$	955,85 \$	6 593,70 \$	652,86 \$	12,87 \$	942,98 \$	292,51 \$	663,34 \$	4 611,19 \$	453,07 \$
2011	- \$	820,35 \$	7 414,05 \$	509,37 \$	10,94 \$	809,41 \$	251,08 \$	569,27 \$	5 180,46 \$	353,47 \$
2012	- \$	703,38 \$	8 117,43 \$	397,04 \$	9,30 \$	694,08 \$	215,30 \$	488,08 \$	5 668,53 \$	275,51 \$
2013	- \$	602,40 \$	8 719,83 \$	309,13 \$	7,90 \$	594,50 \$	184,41 \$	417,99 \$	6 086,52 \$	214,49 \$
2014	- \$	515,23 \$	9 235,06 \$	240,36 \$	6,72 \$	508,51 \$	157,74 \$	357,49 \$	6 444,01 \$	166,77 \$
2015	- \$	439,95 \$	9 675,01 \$	186,58 \$	5,71 \$	434,24 \$	134,70 \$	305,25 \$	6 749,25 \$	129,45 \$
2016	- \$	374,94 \$	10 049,94 \$	144,56 \$	4,85 \$	370,09 \$	114,80 \$	260,14 \$	7 009,39 \$	100,29 \$
2017	- \$	318,79 \$	10 368,73 \$	111,73 \$	4,13 \$	314,66 \$	97,61 \$	221,18 \$	7 230,57 \$	77,52 \$
2018	- \$	270,28 \$	10 639,01 \$	86,12 \$	3,51 \$	266,77 \$	82,75 \$	187,52 \$	7 418,10 \$	59,75 \$
2019	- \$	228,35 \$	10 867,36 \$	66,15 \$	2,98 \$	225,37 \$	69,91 \$	158,44 \$	7 576,54 \$	45,90 \$
2020	- \$	192,12 \$	11 059,48 \$	50,59 \$	2,53 \$	189,59 \$	58,81 \$	133,31 \$	7 709,85 \$	35,10 \$
Total	50,00 \$	11 059,48 \$	11 059,48 \$	7 754,01 \$	150,00 \$	10 959,48 \$	3 399,63 \$	7 709,85 \$	7 709,85 \$	5 416,15 \$

Projet Bécancour

Gaz naturel

Prix et coûts prévisionnels : Prouvées, inexploitées

A

Soquip No.1

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,100 Mmpc/j		
Investissement	50 000 \$	³ Frais d'amortissement	50 000 \$		Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	15 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente	500 \$/an
Coût d'abandon ⁴	50 000 \$			Redevances	10 %
Taux d'inflation	1,5 %				
Année d'investissement	2006				
Année production	2006				

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	Mmpc/j	Mmpc/an	Prix ²	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			\$/mpc	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	0,100	36,50	9,930 \$	362,45 \$	15,000 \$	347,45 \$	36,74 \$	310,70 \$
2007	0,085	31,03	10,079 \$	312,70 \$	15,225 \$	297,47 \$	31,77 \$	265,70 \$
2008	0,072	26,37	10,230 \$	269,78 \$	15,453 \$	254,33 \$	27,48 \$	226,85 \$
2009	0,070	25,55	10,384 \$	265,30 \$	15,685 \$	249,62 \$	27,03 \$	222,59 \$
2010	0,070	25,55	10,539 \$	269,28 \$	15,920 \$	253,36 \$	27,43 \$	225,93 \$
2011	0,070	25,55	10,697 \$	273,32 \$	16,159 \$	257,16 \$	27,83 \$	229,33 \$
2012	0,070	25,55	10,858 \$	277,42 \$	16,402 \$	261,02 \$	28,24 \$	232,78 \$
2013	0,070	25,55	11,021 \$	281,58 \$	16,648 \$	264,93 \$	28,66 \$	236,27 \$
2014	0,070	25,55	11,186 \$	285,80 \$	16,897 \$	268,91 \$	29,08 \$	239,83 \$
2015	0,070	25,55	11,354 \$	290,09 \$	17,151 \$	272,94 \$	29,51 \$	243,43 \$
2016	0,070	25,55	11,524 \$	294,44 \$	17,408 \$	277,03 \$	29,94 \$	247,09 \$
2017	0,070	25,55	11,697 \$	298,86 \$	17,669 \$	281,19 \$	30,39 \$	250,80 \$
2018	0,070	25,55	11,872 \$	303,34 \$	17,934 \$	285,41 \$	30,83 \$	254,57 \$
2019	0,070	25,55	12,051 \$	307,89 \$	18,203 \$	289,69 \$	31,29 \$	258,40 \$
2020	0,070	25,55	12,231 \$	312,51 \$	68,476 \$	244,03 \$	31,75 \$	212,28 \$
Total		400,50		4 404,77 \$	300,23 \$	4 104,54 \$	447,98 \$	3 656,56 \$

Notes:

- 15 000\$ par puits
- Le prix de vente est basé sur le prix de référence à Montréal (Gaz Métropolitain 31 décembre 2005)
- Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
- 50 000\$ par puits

4. Évaluation des réserves d'hydrocarbures et de saumure des propriétés de JUNEX inc. au 31 décembre 2005

RAPPORT 7006 - PAUL LAROCHE, ing. geo. - 31 mars 2006

Sommaire

	AVANT IMPÔTS	APRÈS		AVANT IMPÔTS	APRÈS
Revenus net actual. 0% :	3,61 \$	2,54 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	72,13 \$	50,76 \$
Revenus net actual. 5% :	2,62 \$	1,85 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	40,33 \$	28,69 \$
Revenus net actual. 10% :	2,02 \$	1,43 \$			
Revenus net actual. 15% :	1,62 \$	1,16 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	1,36 \$	0,98 \$	Période de recouvrement (ans) :	< 1	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	50 \$	260,70 \$	260,70 \$	260,70 \$	4,56 \$	306,14 \$	94,97 \$	215,73 \$	215,73 \$	215,73 \$
2007	- \$	265,70 \$	526,40 \$	241,55 \$	3,87 \$	261,83 \$	81,22 \$	184,48 \$	400,22 \$	167,71 \$
2008	- \$	226,85 \$	753,25 \$	187,48 \$	3,29 \$	223,56 \$	69,35 \$	157,50 \$	557,72 \$	130,17 \$
2009	- \$	222,59 \$	975,84 \$	167,23 \$	3,19 \$	219,40 \$	68,06 \$	154,53 \$	712,25 \$	116,10 \$
2010	- \$	225,93 \$	1 201,77 \$	154,31 \$	3,19 \$	222,74 \$	69,09 \$	156,84 \$	869,09 \$	107,12 \$
2011	- \$	229,33 \$	1 431,10 \$	142,39 \$	3,19 \$	226,14 \$	70,15 \$	159,18 \$	1 028,27 \$	98,84 \$
2012	- \$	232,78 \$	1 663,88 \$	131,40 \$	3,19 \$	229,59 \$	71,22 \$	161,56 \$	1 189,83 \$	91,20 \$
2013	- \$	236,27 \$	1 900,15 \$	121,25 \$	3,19 \$	233,08 \$	72,30 \$	163,97 \$	1 353,80 \$	84,14 \$
2014	- \$	239,83 \$	2 139,98 \$	111,88 \$	3,19 \$	236,64 \$	73,40 \$	166,42 \$	1 520,22 \$	77,64 \$
2015	- \$	243,43 \$	2 383,41 \$	103,24 \$	3,19 \$	240,24 \$	74,52 \$	168,91 \$	1 689,13 \$	71,63 \$
2016	- \$	247,09 \$	2 630,50 \$	95,26 \$	3,19 \$	243,90 \$	75,66 \$	171,43 \$	1 860,56 \$	66,09 \$
2017	- \$	250,80 \$	2 881,30 \$	87,91 \$	3,19 \$	247,61 \$	76,81 \$	173,99 \$	2 034,55 \$	60,98 \$
2018	- \$	254,57 \$	3 135,88 \$	81,11 \$	3,19 \$	251,38 \$	77,98 \$	176,59 \$	2 211,15 \$	56,27 \$
2019	- \$	258,40 \$	3 394,28 \$	74,85 \$	3,19 \$	255,21 \$	79,17 \$	179,23 \$	2 390,38 \$	51,92 \$
2020	- \$	212,28 \$	3 606,56 \$	55,90 \$	3,19 \$	209,09 \$	64,86 \$	147,42 \$	2 537,80 \$	38,82 \$
Total	50,00 \$	3 606,56 \$	3 606,56 \$	2 016,47 \$	50,00 \$	3 606,56 \$	1 118,75 \$	2 537,80 \$	2 537,80 \$	1 434,37 \$

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,200 Mmpc/j		
Investissement	200 000 \$	³ Frais d'amortissement	1 000 000 \$		Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	15 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente	500 \$/an
Coût d'abandon ⁴	50 000 \$			Redevances	10 %
Taux d'inflation	1,5 %				
Année d'investissement	2006				
Année production	2006				

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	Mmpc/j	Mmpc/an	Prix ²	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			\$/mpc	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	0,200	73,00	9,930 \$	724,89 \$	15,000 \$	709,89 \$	72,99 \$	636,90 \$
2007	0,200	73,00	10,079 \$	735,76 \$	15,225 \$	720,54 \$	74,08 \$	646,46 \$
2008	0,200	73,00	10,230 \$	746,80 \$	15,453 \$	731,35 \$	75,18 \$	656,17 \$
2009	0,170	62,05	10,384 \$	644,30 \$	15,685 \$	628,62 \$	64,93 \$	563,69 \$
2010	0,145	52,74	10,539 \$	555,87 \$	15,920 \$	539,95 \$	56,09 \$	483,86 \$
2011	0,123	44,83	10,697 \$	479,58 \$	16,159 \$	463,42 \$	48,46 \$	414,96 \$
2012	0,104	38,11	10,858 \$	413,76 \$	16,402 \$	397,35 \$	41,88 \$	355,48 \$
2013	0,089	32,39	11,021 \$	356,97 \$	16,648 \$	340,32 \$	36,20 \$	304,12 \$
2014	0,075	27,53	11,186 \$	307,97 \$	16,897 \$	291,08 \$	31,30 \$	259,78 \$
2015	0,070	25,55	11,354 \$	290,09 \$	17,151 \$	272,94 \$	29,51 \$	243,43 \$
2016	0,070	25,55	11,524 \$	294,44 \$	17,408 \$	277,03 \$	29,94 \$	247,09 \$
2017	0,070	25,55	11,697 \$	298,86 \$	17,669 \$	281,19 \$	30,39 \$	250,80 \$
2018	0,070	25,55	11,872 \$	303,34 \$	17,934 \$	285,41 \$	30,83 \$	254,57 \$
2019	0,070	25,55	12,051 \$	307,89 \$	18,203 \$	289,69 \$	31,29 \$	258,40 \$
2020	0,070	25,55	12,231 \$	312,51 \$	68,476 \$	244,03 \$	31,75 \$	212,28 \$
Total		629,95		6 773,04 \$	300,23 \$	6 472,81 \$	684,80 \$	5 788,00 \$

Notes:

1. 15 000\$ par puits
2. Le prix de vente est basé sur le prix de référence à Montréal (Gaz Métropolitain 31 décembre 2005)
3. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
4. 50 000\$ par puits

Évaluation des réserves d'hydrocarbures et de saumure des propriétés de JUNEX inc. au 31 décembre 2005
 RAPPORT 7006 - PAUL LAROCHE, ing. geo. - 31 mars 2006

Sommaire

	AVANT IMPÔTS	APRÈS		AVANT IMPÔTS	APRÈS
Revenus net actual. 0% :	5,59 \$	4,30 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	27,94 \$	21,51 \$
Revenus net actual. 5% :	4,36 \$	3,39 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	17,77 \$	13,97 \$
Revenus net actual. 10% :	3,55 \$	2,79 \$			
Revenus net actual. 15% :	3,01 \$	2,39 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	2,61 \$	2,09 \$	Période de recouvrement (ans) :	-	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	200 \$	436,90 \$	436,90 \$	436,90 \$	115,88 \$	521,02 \$	161,62 \$	475,28 \$	475,28 \$	475,28 \$
2007	- \$	646,46 \$	1 083,36 \$	587,69 \$	115,88 \$	530,58 \$	164,59 \$	481,88 \$	957,16 \$	438,07 \$
2008	- \$	656,17 \$	1 739,53 \$	542,29 \$	115,88 \$	540,28 \$	167,60 \$	488,57 \$	1 445,73 \$	403,78 \$
2009	- \$	563,69 \$	2 303,22 \$	423,51 \$	98,50 \$	465,19 \$	144,30 \$	419,39 \$	1 865,11 \$	315,09 \$
2010	- \$	483,86 \$	2 787,08 \$	330,49 \$	83,72 \$	400,14 \$	124,12 \$	359,74 \$	2 224,85 \$	245,71 \$
2011	- \$	414,96 \$	3 202,04 \$	257,66 \$	71,17 \$	343,79 \$	106,65 \$	308,32 \$	2 533,17 \$	191,44 \$
2012	- \$	355,48 \$	3 557,52 \$	200,66 \$	60,49 \$	294,99 \$	91,51 \$	263,97 \$	2 797,14 \$	149,01 \$
2013	- \$	304,12 \$	3 861,64 \$	156,06 \$	51,42 \$	252,71 \$	78,39 \$	225,73 \$	3 022,88 \$	115,84 \$
2014	- \$	259,78 \$	4 121,42 \$	121,19 \$	43,70 \$	216,07 \$	67,03 \$	192,75 \$	3 215,63 \$	89,92 \$
2015	- \$	243,43 \$	4 364,85 \$	103,24 \$	40,56 \$	202,87 \$	62,93 \$	180,50 \$	3 396,13 \$	76,55 \$
2016	- \$	247,09 \$	4 611,94 \$	95,26 \$	40,56 \$	206,53 \$	64,07 \$	183,02 \$	3 579,15 \$	70,56 \$
2017	- \$	250,80 \$	4 862,75 \$	87,91 \$	40,56 \$	210,25 \$	65,22 \$	185,59 \$	3 764,74 \$	65,05 \$
2018	- \$	254,57 \$	5 117,32 \$	81,11 \$	40,56 \$	214,01 \$	66,39 \$	188,19 \$	3 952,92 \$	59,96 \$
2019	- \$	258,40 \$	5 375,72 \$	74,85 \$	40,56 \$	217,84 \$	67,57 \$	190,83 \$	4 143,75 \$	55,28 \$
2020	- \$	212,28 \$	5 588,00 \$	55,90 \$	40,56 \$	171,72 \$	53,27 \$	159,01 \$	4 302,76 \$	41,87 \$
Total	200,00 \$	5 588,00 \$	5 588,00 \$	3 554,71 \$	1 000,00 \$	4 788,00 \$	1 485,24 \$	4 302,76 \$	4 302,76 \$	2 793,40 \$

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,070 Mmpc/j		
Investissement	200 000 \$	³ Frais d'amortissement	200 000 \$		Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	15 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente	500 \$/an
Coût d'abandon ⁴	50 000 \$			Redevances	10 %
Taux d'inflation	1,5 %				
Année d'investissement	2006				
Année production	2006				

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	Mmpc/j	Mmpc/an	Prix ²	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			\$/mpc	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	0,070	25,55	9,930 \$	253,71 \$	15,000 \$	238,71 \$	25,87 \$	212,84 \$
2007	0,060	21,72	10,079 \$	218,89 \$	15,225 \$	203,66 \$	22,39 \$	181,28 \$
2008	0,051	18,46	10,230 \$	188,85 \$	15,453 \$	173,39 \$	19,38 \$	154,01 \$
2009	0,043	15,69	10,384 \$	162,93 \$	15,685 \$	147,24 \$	16,79 \$	130,45 \$
2010	0,040	14,60	10,539 \$	153,87 \$	15,920 \$	137,95 \$	15,89 \$	122,07 \$
2011	0,040	14,60	10,697 \$	156,18 \$	16,159 \$	140,02 \$	16,12 \$	123,90 \$
2012	0,040	14,60	10,858 \$	158,53 \$	16,402 \$	142,12 \$	16,35 \$	125,77 \$
2013	0,040	14,60	11,021 \$	160,90 \$	16,648 \$	144,26 \$	16,59 \$	127,67 \$
2014	0,040	14,60	11,186 \$	163,32 \$	16,897 \$	146,42 \$	16,83 \$	129,59 \$
2015	0,040	14,60	11,354 \$	165,77 \$	17,151 \$	148,62 \$	17,08 \$	131,54 \$
2016	0,040	14,60	11,524 \$	168,25 \$	17,408 \$	150,84 \$	17,33 \$	133,52 \$
2017	0,040	14,60	11,697 \$	170,78 \$	17,669 \$	153,11 \$	17,58 \$	135,53 \$
2018	0,040	14,60	11,872 \$	173,34 \$	17,934 \$	155,40 \$	17,83 \$	137,57 \$
2019	0,040	14,60	12,051 \$	175,94 \$	18,203 \$	157,74 \$	18,09 \$	139,64 \$
2020	0,040	14,60	12,231 \$	178,58 \$	68,476 \$	110,10 \$	18,36 \$	91,74 \$
Total		242,02		2 649,83 \$	300,23 \$	2 349,60 \$	272,48 \$	2 077,11 \$

Notes:

1. 15 000\$ par puits
2. Le prix de vente est basé sur le prix de référence à Montréal (Gaz Métropolitain 31 décembre 2005)
3. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
4. 50 000\$ par puits

Évaluation des réserves d'hydrocarbures et de saumure des propriétés de JUNEX inc. au 31 décembre 2005
 RAPPORT 7006 - PAUL LAROCHE, ing. geo. - 31 mars 2006

Sommaire

	AVANT IMPÔTS	APRÈS		AVANT IMPÔTS	APRÈS
Revenus net actual. 0% :	1,88 \$	1,49 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	9,39 \$	7,47 \$
Revenus net actual. 5% :	1,35 \$	1,12 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	5,12 \$	4,40 \$
Revenus net actual. 10% :	1,02 \$	0,88 \$			
Revenus net actual. 15% :	0,81 \$	0,73 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	0,66 \$	0,62 \$	Période de recouvrement (ans) :	1,00	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$	K\$
2006	200 \$	12,84 \$	12,84 \$	12,84 \$	21,11 \$	191,73 \$	59,47 \$	153,37 \$	153,37 \$	153,37 \$
2007	- \$	181,28 \$	194,12 \$	164,80 \$	17,95 \$	163,33 \$	50,66 \$	130,61 \$	283,98 \$	118,74 \$
2008	- \$	154,01 \$	348,12 \$	127,28 \$	15,25 \$	138,75 \$	43,04 \$	110,97 \$	394,95 \$	91,71 \$
2009	- \$	130,45 \$	478,57 \$	98,01 \$	12,97 \$	117,48 \$	36,44 \$	94,01 \$	488,95 \$	70,63 \$
2010	- \$	122,07 \$	600,64 \$	83,37 \$	12,07 \$	110,00 \$	34,12 \$	87,94 \$	576,90 \$	60,07 \$
2011	- \$	123,90 \$	724,55 \$	76,94 \$	12,07 \$	111,84 \$	34,69 \$	89,21 \$	666,11 \$	55,39 \$
2012	- \$	125,77 \$	850,32 \$	70,99 \$	12,07 \$	113,71 \$	35,27 \$	90,50 \$	756,61 \$	51,08 \$
2013	- \$	127,67 \$	977,98 \$	65,51 \$	12,07 \$	115,60 \$	35,86 \$	91,81 \$	848,41 \$	47,11 \$
2014	- \$	129,59 \$	1 107,57 \$	60,45 \$	12,07 \$	117,52 \$	36,46 \$	93,13 \$	941,55 \$	43,45 \$
2015	- \$	131,54 \$	1 239,11 \$	55,79 \$	12,07 \$	119,47 \$	37,06 \$	94,48 \$	1 036,02 \$	40,07 \$
2016	- \$	133,52 \$	1 372,63 \$	51,48 \$	12,07 \$	121,45 \$	37,68 \$	95,84 \$	1 131,87 \$	36,95 \$
2017	- \$	135,53 \$	1 508,16 \$	47,50 \$	12,07 \$	123,46 \$	38,30 \$	97,23 \$	1 229,10 \$	34,08 \$
2018	- \$	137,57 \$	1 645,73 \$	43,83 \$	12,07 \$	125,51 \$	38,93 \$	98,64 \$	1 327,74 \$	31,43 \$
2019	- \$	139,64 \$	1 785,37 \$	40,45 \$	12,07 \$	127,58 \$	39,57 \$	100,07 \$	1 427,81 \$	28,99 \$
2020	- \$	91,74 \$	1 877,11 \$	24,16 \$	12,07 \$	79,68 \$	24,72 \$	67,03 \$	1 494,83 \$	17,65 \$
Total	200,00 \$	1 877,11 \$	1 877,11 \$	1 023,40 \$	200,00 \$	1 877,11 \$	582,28 \$	1 494,83 \$	1 494,83 \$	880,71 \$

SECTION 3 : SAUMURE, PRIX ET COÛTS CONSTANTS

Projet de Bécancour

Saumure naturelle

Prix et coûts constants : Prouvées, exploitées**A**

Production de saumure naturelle à partir de 2 puits

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,026 ML/jour	
Investissement	0 \$	⁴ Frais d'amortissement	3 082 086 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	30 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 1000 \$/an
Coût d'abandon ²	100 000 \$			Redevances 5 %
Taux d'inflation	0 %			
Année d'investissement	2006			
Année production	2004			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	(ML/jr)	(ML/an)	Prix ³	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			(\$/L)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	0,026	9,49	0,090 \$	854,10 \$	- \$	854,10 \$	43,71 \$	810,40 \$
2007	0,031	11,39	0,090 \$	1 024,92 \$	30,000 \$	994,92 \$	52,25 \$	942,67 \$
2008	0,037	13,67	0,090 \$	1 229,90 \$	30,000 \$	1 199,90 \$	62,50 \$	1 137,41 \$
2009	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2010	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2011	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2012	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2013	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2014	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2015	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2016	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2017	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2018	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2019	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2020	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	130,000 \$	1 118,30 \$	63,42 \$	1 054,89 \$
Total		200,98		18 088,52 \$	520,00 \$	17 568,52 \$	919,43 \$	16 649,10 \$

Notes:

1. 15 000\$ par puits
2. 50 000\$ par puits
3. Selon contrats d'approvisionnement au 31 décembre 2005
4. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants

Évaluation des réserves de hydrocarbures et de saumure des propriétés de JUNEX inc. au 31 décembre 2005
 RAPPORT 7006 - PAUL LAROCHE, ing. geo. - 31 mars 2006

Sommaire

	AVANT IMPÔTS	APRÈS		AVANT IMPÔTS	APRÈS
Revenus net actual. 0% :	16 649,10 \$	12 440,61 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	N/A	N/A
Revenus net actual. 5% :	11 973,72 \$	8 945,59 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	N/A	N/A
Revenus net actual. 10% :	9 084,38 \$	6 786,05 \$			
Revenus net actual. 15% :	7 209,63 \$	5 385,03 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	5 938,30 \$	4 435,07 \$	Période de recouvrement (ans) :	<1,00	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	- \$	810,40 \$	810,40 \$	810,40 \$	145,53 \$	664,87 \$	206,24 \$	604,15 \$	604,15 \$	604,15 \$
2007	- \$	942,67 \$	1 753,07 \$	856,98 \$	174,64 \$	768,04 \$	238,25 \$	704,43 \$	1 308,58 \$	640,39 \$
2008	- \$	1 137,41 \$	2 890,48 \$	940,01 \$	209,56 \$	927,85 \$	287,82 \$	849,59 \$	2 158,17 \$	702,14 \$
2009	- \$	1 154,89 \$	4 045,36 \$	867,68 \$	212,70 \$	942,19 \$	292,27 \$	862,62 \$	3 020,79 \$	648,10 \$
2010	- \$	1 154,89 \$	5 200,25 \$	788,80 \$	212,70 \$	942,19 \$	292,27 \$	862,62 \$	3 883,41 \$	589,18 \$
2011	- \$	1 154,89 \$	6 355,13 \$	717,09 \$	212,70 \$	942,19 \$	292,27 \$	862,62 \$	4 746,03 \$	535,62 \$
2012	- \$	1 154,89 \$	7 510,02 \$	651,90 \$	212,70 \$	942,19 \$	292,27 \$	862,62 \$	5 608,65 \$	486,93 \$
2013	- \$	1 154,89 \$	8 664,90 \$	592,64 \$	212,70 \$	942,19 \$	292,27 \$	862,62 \$	6 471,26 \$	442,66 \$
2014	- \$	1 154,89 \$	9 819,79 \$	538,76 \$	212,70 \$	942,19 \$	292,27 \$	862,62 \$	7 333,88 \$	402,42 \$
2015	- \$	1 154,89 \$	10 974,67 \$	489,78 \$	212,70 \$	942,19 \$	292,27 \$	862,62 \$	8 196,50 \$	365,83 \$
2016	- \$	1 154,89 \$	12 129,56 \$	445,26 \$	212,70 \$	942,19 \$	292,27 \$	862,62 \$	9 059,12 \$	332,58 \$
2017	- \$	1 154,89 \$	13 284,44 \$	404,78 \$	212,70 \$	942,19 \$	292,27 \$	862,62 \$	9 921,74 \$	302,34 \$
2018	- \$	1 154,89 \$	14 439,33 \$	367,98 \$	212,70 \$	942,19 \$	292,27 \$	862,62 \$	10 784,35 \$	274,86 \$
2019	- \$	1 154,89 \$	15 594,21 \$	334,53 \$	212,70 \$	942,19 \$	292,27 \$	862,62 \$	11 646,97 \$	249,87 \$
2020	- \$	1 054,89 \$	16 649,10 \$	277,78 \$	212,70 \$	842,19 \$	261,25 \$	793,64 \$	12 440,61 \$	208,99 \$
Total	- \$	16 649,10 \$	16 649,10 \$	9 084,38 \$	3 082,09 \$	13 567,01 \$	4 208,49 \$	12 440,61 \$	12 440,61 \$	6 786,05 \$

Projet de Bécancour

Saumure naturelle

Prix et coûts constants : Prouvées, inexploitées

A

Production de saumure naturelle à partir de 2 puits

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,026 ML/jour	
Investissement	100 000 \$	⁴ Frais d'amortissement	1 100 000 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	30 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 1000 \$/an
Coût d'abandon ²	100 000 \$			Redevances 5 %
Taux d'inflation	0 %			
Année d'investissement	2004-2006			
Année production	2006			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	(ML/jr)	(ML/an)	Prix ³ (\$/L)	Revenus bruts opération (K\$)	Frais opération (K\$)	Revenus net opération (K\$)	Redevance Provincial (K\$)	Revenus net après redevance (K\$)
2006	0,026	9,49	0,090 \$	854,10 \$	- \$	854,10 \$	43,71 \$	810,40 \$
2007	0,031	11,39	0,090 \$	1 024,92 \$	30,000 \$	994,92 \$	52,25 \$	942,67 \$
2008	0,037	13,67	0,090 \$	1 229,90 \$	30,000 \$	1 199,90 \$	62,50 \$	1 137,41 \$
2009	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2010	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2011	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2012	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2013	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2014	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2015	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2016	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2017	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2018	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2019	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	30,000 \$	1 218,30 \$	63,42 \$	1 154,89 \$
2020	0,038	13,87	0,090 \$	1 248,30 \$	130,000 \$	1 118,30 \$	63,42 \$	1 054,89 \$
Total		200,98		18 088,52 \$	520,00 \$	17 568,52 \$	919,43 \$	16 649,10 \$

Notes:

1. 15 000\$ par puits

2. 50 000\$ par puits

3. Selon contrats d'approvisionnement au 31 décembre 2005

4. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants

 Évaluation des réserves d'investissement de saumure des propriétés de JUNEX inc. au 31 décembre 2005
 RAPPORT 7006 - PAUL LAROCHE, ing, geo. - 31 mars 2006

Sommaire

	AVANT	APRÈS		AVANT	APRÈS
	IMPÔTS			IMPÔTS	
Revenus net actual. 0% :	16 549,10 \$	11 825,77 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	165 490,98 \$	118 257,68 \$
Revenus net actual. 5% :	11 873,72 \$	8 504,35 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	89 843,76 \$	64 518,66 \$
Revenus net actual. 10% :	8 984,38 \$	6 451,87 \$			
Revenus net actual. 15% :	7 109,63 \$	5 120,18 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	5 838,30 \$	4 217,17 \$	Période de recouvrement (ans) :	<1,00	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	100,00 \$	710,40 \$	710,40 \$	710,40 \$	51,94 \$	758,46 \$	235,27 \$	575,12 \$	575,12 \$	575,12 \$
2007	- \$	942,67 \$	1 653,07 \$	856,98 \$	62,33 \$	880,35 \$	273,08 \$	669,59 \$	1 244,71 \$	608,72 \$
2008	- \$	1 137,41 \$	2 790,48 \$	940,01 \$	74,79 \$	1 062,62 \$	329,62 \$	807,79 \$	2 052,50 \$	667,59 \$
2009	- \$	1 154,89 \$	3 945,36 \$	867,68 \$	75,91 \$	1 078,97 \$	334,70 \$	820,19 \$	2 872,69 \$	616,22 \$
2010	- \$	1 154,89 \$	5 100,25 \$	788,80 \$	75,91 \$	1 078,97 \$	334,70 \$	820,19 \$	3 692,87 \$	560,20 \$
2011	- \$	1 154,89 \$	6 255,13 \$	717,09 \$	75,91 \$	1 078,97 \$	334,70 \$	820,19 \$	4 513,06 \$	509,27 \$
2012	- \$	1 154,89 \$	7 410,02 \$	651,90 \$	75,91 \$	1 078,97 \$	334,70 \$	820,19 \$	5 333,25 \$	462,97 \$
2013	- \$	1 154,89 \$	8 564,90 \$	592,64 \$	75,91 \$	1 078,97 \$	334,70 \$	820,19 \$	6 153,44 \$	420,89 \$
2014	- \$	1 154,89 \$	9 719,79 \$	538,76 \$	75,91 \$	1 078,97 \$	334,70 \$	820,19 \$	6 973,62 \$	382,62 \$
2015	- \$	1 154,89 \$	10 874,67 \$	489,78 \$	75,91 \$	1 078,97 \$	334,70 \$	820,19 \$	7 793,81 \$	347,84 \$
2016	- \$	1 154,89 \$	12 029,56 \$	445,26 \$	75,91 \$	1 078,97 \$	334,70 \$	820,19 \$	8 614,00 \$	316,22 \$
2017	- \$	1 154,89 \$	13 184,44 \$	404,78 \$	75,91 \$	1 078,97 \$	334,70 \$	820,19 \$	9 434,19 \$	287,47 \$
2018	- \$	1 154,89 \$	14 339,33 \$	367,98 \$	75,91 \$	1 078,97 \$	334,70 \$	820,19 \$	10 254,37 \$	261,34 \$
2019	- \$	1 154,89 \$	15 494,21 \$	334,53 \$	75,91 \$	1 078,97 \$	334,70 \$	820,19 \$	11 074,56 \$	237,58 \$
2020	- \$	1 054,89 \$	16 549,10 \$	277,78 \$	75,91 \$	978,97 \$	303,68 \$	751,21 \$	11 825,77 \$	197,82 \$
Total	100,00 \$	16 549,10 \$	16 549,10 \$	8 984,38 \$	1 100,00 \$	15 549,10 \$	4 823,33 \$	11 825,77 \$	11 825,77 \$	6 451,87 \$

Projet de Bécancour

Saumure naturelle

Prix et coûts constants : Prouvées, Non mises en valeur**A**Production de saumure naturelle à partir de 4 puits²**Paramètres de l'évaluation économique**

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,026 ML/jour	
Investissement	3 000 000 \$	⁴ Frais d'amortissement	3 000 000 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	60 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 2000 \$/an
Coût d'abandon ⁵	200 000 \$			Redevances 5 %
Taux d'inflation	0 %			
Année d'investissement	2006			
Année production	2008			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	(ML/jr)	(ML/an)	Prix ³ (\$/L)	Revenus bruts opération (K\$)	Frais opération (K\$)	Revenus net opération (K\$)	Redevance Provincial (K\$)	Revenus net après redevance (K\$)
2006	-	-	0,090 \$	- \$	- \$	- \$	2,00 \$	(2,00) \$
2007	0,026	9,49	0,090 \$	854,10 \$	30,000 \$	824,10 \$	44,71 \$	779,40 \$
2008	0,026	9,49	0,090 \$	854,10 \$	30,000 \$	824,10 \$	44,71 \$	779,40 \$
2009	0,025	9,08	0,090 \$	817,31 \$	30,000 \$	787,31 \$	42,87 \$	744,44 \$
2010	0,035	12,76	0,090 \$	1 148,70 \$	30,000 \$	1 118,70 \$	59,44 \$	1 059,27 \$
2011	0,046	16,81	0,090 \$	1 513,23 \$	45,000 \$	1 468,23 \$	77,66 \$	1 390,57 \$
2012	0,058	21,27	0,090 \$	1 914,21 \$	60,000 \$	1 854,21 \$	97,71 \$	1 756,50 \$
2013	0,072	26,17	0,090 \$	2 355,29 \$	60,000 \$	2 295,29 \$	119,76 \$	2 175,53 \$
2014	0,076	27,74	0,090 \$	2 496,60 \$	60,000 \$	2 436,60 \$	126,83 \$	2 309,77 \$
2015	0,076	27,74	0,090 \$	2 496,60 \$	60,000 \$	2 436,60 \$	126,83 \$	2 309,77 \$
2016	0,076	27,74	0,090 \$	2 496,60 \$	60,000 \$	2 436,60 \$	126,83 \$	2 309,77 \$
2017	0,076	27,74	0,090 \$	2 496,60 \$	60,000 \$	2 436,60 \$	126,83 \$	2 309,77 \$
2018	0,076	27,74	0,090 \$	2 496,60 \$	60,000 \$	2 436,60 \$	126,83 \$	2 309,77 \$
2019	0,076	27,74	0,090 \$	2 496,60 \$	60,000 \$	2 436,60 \$	126,83 \$	2 309,77 \$
2020	0,076	27,74	0,090 \$	2 496,60 \$	260,000 \$	2 236,60 \$	126,83 \$	2 109,77 \$
Total		299,26		26 933,14 \$	905,00 \$	26 028,14 \$	1 376,66 \$	24 651,49 \$

Notes:

- 15 000\$ par puits
- 4 puits producteurs et 1 puits non-producteur
- Selon contrats d'approvisionnement au 31 décembre 2005
- Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
- 50 000\$ par puits

Évaluation des réserves d'hydrocarbures et de saumure des propriétés de JUNEX inc. au 31 décembre 2005

RAPPORT 7006 - PAUL LAROCHE, ing. geo. - 31 mars 2006

Sommaire

	AVANT IMPÔTS	APRÈS		AVANT IMPÔTS	APRÈS
Revenus net actual. 0% :	21 651,49 \$	17 935,19 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	7 217,16 \$	5 978,40 \$
Revenus net actual. 5% :	13 305,51 \$	11 862,36 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	2 774,18 \$	2 745,64 \$
Revenus net actual. 10% :	8 322,55 \$	8 236,91 \$			
Revenus net actual. 15% :	5 213,14 \$	5 974,76 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	36,78%	
Revenus net actual. 20% :	3 192,62 \$	4 504,89 \$	Période de recouvrement (ans) :	1,00	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	3 000,00 \$	(3 002,00) \$	(3 002,00) \$	(3 002,00) \$	- \$	(2,00) \$	-0,62 \$	(1,38) \$	(1,38) \$	(1,38) \$
2007	- \$	779,40 \$	(2 222,61) \$	708,54 \$	95,14 \$	684,26 \$	212,26 \$	567,14 \$	565,76 \$	515,58 \$
2008	- \$	779,40 \$	(1 443,21) \$	644,13 \$	95,14 \$	684,26 \$	212,26 \$	567,14 \$	1 132,90 \$	468,71 \$
2009	- \$	744,44 \$	(698,77) \$	559,31 \$	91,04 \$	653,41 \$	202,69 \$	541,76 \$	1 674,65 \$	407,03 \$
2010	- \$	1 059,27 \$	360,50 \$	723,49 \$	127,95 \$	931,32 \$	288,89 \$	770,37 \$	2 445,02 \$	526,17 \$
2011	- \$	1 390,57 \$	1 751,07 \$	863,44 \$	168,55 \$	1 222,02 \$	379,07 \$	1 011,50 \$	3 456,53 \$	628,06 \$
2012	- \$	1 756,50 \$	3 507,57 \$	991,50 \$	213,22 \$	1 543,28 \$	478,73 \$	1 277,77 \$	4 734,30 \$	721,27 \$
2013	- \$	2 175,53 \$	5 683,10 \$	1 116,39 \$	262,35 \$	1 913,18 \$	593,47 \$	1 582,06 \$	6 316,36 \$	811,85 \$
2014	- \$	2 309,77 \$	7 992,87 \$	1 077,52 \$	278,09 \$	2 031,68 \$	630,23 \$	1 679,54 \$	7 995,90 \$	783,52 \$
2015	- \$	2 309,77 \$	10 302,64 \$	979,57 \$	278,09 \$	2 031,68 \$	630,23 \$	1 679,54 \$	9 675,44 \$	712,29 \$
2016	- \$	2 309,77 \$	12 612,41 \$	890,52 \$	278,09 \$	2 031,68 \$	630,23 \$	1 679,54 \$	11 354,98 \$	647,54 \$
2017	- \$	2 309,77 \$	14 922,18 \$	809,56 \$	278,09 \$	2 031,68 \$	630,23 \$	1 679,54 \$	13 034,53 \$	588,67 \$
2018	- \$	2 309,77 \$	17 231,95 \$	735,96 \$	278,09 \$	2 031,68 \$	630,23 \$	1 679,54 \$	14 714,07 \$	535,15 \$
2019	- \$	2 309,77 \$	19 541,72 \$	669,06 \$	278,09 \$	2 031,68 \$	630,23 \$	1 679,54 \$	16 393,61 \$	486,50 \$
2020	- \$	2 109,77 \$	21 651,49 \$	555,57 \$	278,09 \$	1 831,68 \$	568,19 \$	1 541,58 \$	17 935,19 \$	405,95 \$
Total	3 000,00 \$	21 651,49 \$	21 651,49 \$	8 322,55 \$	3 000,00 \$	21 651,49 \$	6 716,29 \$	17 935,19 \$	17 935,19 \$	8 236,91 \$

Projet de Bécancour

Saumure naturelle

Prix et coûts constants: Prouvées Totales

A

Production de saumure naturelle à partir de 8 puits

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,052 ML/jour	
Investissement	3 100 000 \$	⁴ Frais d'amortissement	7 182 086 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	120 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 4 000 \$/an
Coût d'abandon ²	400 000 \$			Redevances 5 %
Taux d'inflation	0 %			
Année d'investissement	2004-2006			
Année production	2004			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	(ML/jr)	(ML/an)	Prix ³	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			(\$/L)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	0,052	18,98	0,090 \$	1 708,20 \$	- \$	1 708,20 \$	89,41 \$	1 618,79 \$
2007	0,088	32,27	0,090 \$	2 903,94 \$	120,000 \$	2 783,94 \$	149,20 \$	2 634,74 \$
2008	0,101	36,82	0,090 \$	3 313,91 \$	120,000 \$	3 193,91 \$	169,70 \$	3 024,21 \$
2009	0,101	36,82	0,090 \$	3 313,91 \$	120,000 \$	3 193,91 \$	169,70 \$	3 024,21 \$
2010	0,111	40,50	0,090 \$	3 645,30 \$	120,000 \$	3 525,30 \$	186,27 \$	3 339,04 \$
2011	0,122	44,55	0,090 \$	4 009,83 \$	120,000 \$	3 889,83 \$	204,49 \$	3 685,34 \$
2012	0,134	49,01	0,090 \$	4 410,81 \$	120,000 \$	4 290,81 \$	224,54 \$	4 066,27 \$
2013	0,148	53,91	0,090 \$	4 851,89 \$	120,000 \$	4 731,89 \$	246,59 \$	4 485,30 \$
2014	0,152	55,48	0,090 \$	4 993,20 \$	120,000 \$	4 873,20 \$	253,66 \$	4 619,54 \$
2015	0,152	55,48	0,090 \$	4 993,20 \$	120,000 \$	4 873,20 \$	253,66 \$	4 619,54 \$
2016	0,152	55,48	0,090 \$	4 993,20 \$	120,000 \$	4 873,20 \$	253,66 \$	4 619,54 \$
2017	0,152	55,48	0,090 \$	4 993,20 \$	120,000 \$	4 873,20 \$	253,66 \$	4 619,54 \$
2018	0,152	55,48	0,090 \$	4 993,20 \$	120,000 \$	4 873,20 \$	253,66 \$	4 619,54 \$
2019	0,152	55,48	0,090 \$	4 993,20 \$	120,000 \$	4 873,20 \$	253,66 \$	4 619,54 \$
2020	0,152	55,48	0,090 \$	4 993,20 \$	520,000 \$	4 473,20 \$	253,66 \$	4 219,54 \$
Total		701,22		63 110,19 \$	2 080,00 \$	61 030,19 \$	3 215,51 \$	57 814,68 \$

Notes:

- 15 000\$ par puits
- 50 000\$ par puits
- Selon contrats d'approvisionnement au 31 décembre 2005
- Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement

Evaluation des réserves d'hydrocarbures et de saumure des propriétés de JUNEX inc. au 31 décembre 2005

RAPPORT 7006 - PAUL LAROCHE, ing. geo. - 31 mars 2006

Projet de Bécancour

Saumure naturelle

Prix et coûts constants: Prouvées Totales

B

Sommaire

	AVANT	APRÈS		AVANT	APRÈS
	IMPÔTS			IMPÔTS	
Revenus net actual. 0% :	54 714,68 \$	42 108,45 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	17 649,90 \$	13 583,37 \$
Revenus net actual. 5% :	37 034,83 \$	29 229,66 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	8 479,64 \$	6 903,58 \$
Revenus net actual. 10% :	26 286,90 \$	21 401,09 \$			
Revenus net actual. 15% :	19 439,29 \$	16 413,77 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	188,40%	
Revenus net actual. 20% :	14 885,53 \$	13 097,31 \$	Période de recouvrement (ans) :	1,00	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	3 100,00 \$	(1 481,21) \$	(1 481,21) \$	(1 481,21) \$	194,40 \$	1 424,39 \$	441,85 \$	1 176,94 \$	1 176,94 \$	1 176,94 \$
2007	- \$	2 634,74 \$	1 153,53 \$	2 395,22 \$	330,48 \$	2 304,27 \$	714,78 \$	1 919,96 \$	3 096,90 \$	1 745,42 \$
2008	- \$	3 024,21 \$	4 177,75 \$	2 499,35 \$	377,13 \$	2 647,08 \$	821,12 \$	2 203,09 \$	5 299,99 \$	1 820,73 \$
2009	- \$	3 024,21 \$	7 201,96 \$	2 272,14 \$	377,13 \$	2 647,08 \$	821,12 \$	2 203,09 \$	7 503,08 \$	1 655,21 \$
2010	- \$	3 339,04 \$	10 540,99 \$	2 280,61 \$	414,84 \$	2 924,19 \$	907,08 \$	2 431,95 \$	9 935,03 \$	1 661,06 \$
2011	- \$	3 685,34 \$	14 226,34 \$	2 288,31 \$	456,33 \$	3 229,01 \$	1 001,64 \$	2 683,70 \$	12 618,73 \$	1 666,37 \$
2012	- \$	4 066,27 \$	18 292,60 \$	2 295,30 \$	501,96 \$	3 564,31 \$	1 105,65 \$	2 960,62 \$	15 579,35 \$	1 671,19 \$
2013	- \$	4 485,30 \$	22 777,90 \$	2 301,67 \$	552,16 \$	3 933,14 \$	1 220,06 \$	3 265,24 \$	18 844,59 \$	1 675,58 \$
2014	- \$	4 619,54 \$	27 397,44 \$	2 155,05 \$	568,24 \$	4 051,30 \$	1 256,71 \$	3 362,83 \$	22 207,41 \$	1 568,78 \$
2015	- \$	4 619,54 \$	32 016,98 \$	1 959,14 \$	568,24 \$	4 051,30 \$	1 256,71 \$	3 362,83 \$	25 570,24 \$	1 426,17 \$
2016	- \$	4 619,54 \$	36 636,52 \$	1 781,03 \$	568,24 \$	4 051,30 \$	1 256,71 \$	3 362,83 \$	28 933,07 \$	1 296,52 \$
2017	- \$	4 619,54 \$	41 256,06 \$	1 619,12 \$	568,24 \$	4 051,30 \$	1 256,71 \$	3 362,83 \$	32 295,89 \$	1 178,65 \$
2018	- \$	4 619,54 \$	45 875,60 \$	1 471,93 \$	568,24 \$	4 051,30 \$	1 256,71 \$	3 362,83 \$	35 658,72 \$	1 071,50 \$
2019	- \$	4 619,54 \$	50 495,14 \$	1 338,12 \$	568,24 \$	4 051,30 \$	1 256,71 \$	3 362,83 \$	39 021,54 \$	974,09 \$
2020	- \$	4 219,54 \$	54 714,68 \$	1 111,14 \$	568,24 \$	3 651,30 \$	1 132,63 \$	3 086,91 \$	42 108,45 \$	812,88 \$
Total	3 100,00 \$	54 714,68 \$	54 714,68 \$	26 286,90 \$	7 182,09 \$	50 632,60 \$	15 706,23 \$	42 108,45 \$	42 108,45 \$	21 401,09 \$

SECTION 4 : SAUMURE, PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

Projet de Bécancour

Saumure naturelle

Prix et coûts prévisionnels : Prouvées, exploitées

A

Production de saumure naturelle à partir de 2 puits

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,026 ML/jour	
Investissement	0 \$	⁴ Frais d'amortissement	3 082 086 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	30 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 1000 \$/an
Coût d'abandon ²	100 000 \$			Redevances 5 %
Taux d'inflation	1,5 %			
Année d'investissement	2006			
Année production	2004			

Prévision économiques

Année	Production		Prix ³	Opération		Revenus net opération	Redevances	
	(ML/jr)	(ML/an)		Revenus bruts opération	Frais opération		Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			(\$/L)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	0,026	9,49	0,090 \$	854,10 \$	- \$	854,10 \$	43,71 \$	810,40 \$
2007	0,031	11,39	0,091 \$	1 040,29 \$	30,450 \$	1 009,84 \$	53,01 \$	956,83 \$
2008	0,037	13,67	0,093 \$	1 267,08 \$	30,907 \$	1 236,17 \$	64,35 \$	1 171,82 \$
2009	0,038	13,87	0,094 \$	1 305,32 \$	31,370 \$	1 273,95 \$	66,27 \$	1 207,68 \$
2010	0,038	13,87	0,096 \$	1 324,90 \$	31,841 \$	1 293,06 \$	67,25 \$	1 225,81 \$
2011	0,038	13,87	0,097 \$	1 344,77 \$	32,319 \$	1 312,46 \$	68,24 \$	1 244,22 \$
2012	0,038	13,87	0,098 \$	1 364,95 \$	32,803 \$	1 332,14 \$	69,25 \$	1 262,89 \$
2013	0,038	13,87	0,100 \$	1 385,42 \$	33,295 \$	1 352,12 \$	70,27 \$	1 281,85 \$
2014	0,038	13,87	0,101 \$	1 406,20 \$	33,795 \$	1 372,41 \$	71,31 \$	1 301,10 \$
2015	0,038	13,87	0,103 \$	1 427,29 \$	34,302 \$	1 392,99 \$	72,36 \$	1 320,63 \$
2016	0,038	13,87	0,104 \$	1 448,70 \$	34,816 \$	1 413,89 \$	73,44 \$	1 340,45 \$
2017	0,038	13,87	0,106 \$	1 470,43 \$	35,338 \$	1 435,10 \$	74,52 \$	1 360,57 \$
2018	0,038	13,87	0,108 \$	1 492,49 \$	35,869 \$	1 456,62 \$	75,62 \$	1 381,00 \$
2019	0,038	13,87	0,109 \$	1 514,88 \$	36,407 \$	1 478,47 \$	76,74 \$	1 401,73 \$
2020	0,038	13,87	0,111 \$	1 537,60 \$	136,953 \$	1 400,65 \$	77,88 \$	1 322,77 \$
Total		200,98		20 184,43 \$	570,46 \$	19 613,97 \$	1 024,22 \$	18 589,74 \$

Notes:

- 15 000\$ par puits
- 50 000\$ par puits
- Selon contrats d'approvisionnement au 31 décembre 2005

4. Évaluation des réserves de production et d'investissement basées sur les données de l'investissement en cours et les coûts de l'amortissement

RAPPORT 7006 - PAUL LAROCHE, ing. geo. - 31 mars 2006

Sommaire

	AVANT IMPÔTS	APRÈS IMPÔTS		AVANT IMPÔTS	APRÈS IMPÔTS
Revenus net actual. 0% :	18 589,74 \$	13 779,27 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	#DIV/0!	#DIV/0!
Revenus net actual. 5% :	13 195,30 \$	9 788,23 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	#DIV/0!	#DIV/0!
Revenus net actual. 10% :	9 891,61 \$	7 342,88 \$			
Revenus net actual. 15% :	7 767,30 \$	5 769,71 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	6 339,34 \$	4 711,70 \$	Période de recouvrement (ans) :	0,40	

Prévision économiques (suite)

	Avant impôts			
Année	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%
	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)

2006	- \$	810,40 \$	810,40 \$	810,40 \$
2007	- \$	956,83 \$	1 767,22 \$	869,84 \$
2008	- \$	1 171,82 \$	2 939,04 \$	968,44 \$
2009	- \$	1 207,68 \$	4 146,73 \$	907,35 \$
2010	- \$	1 225,81 \$	5 372,54 \$	837,25 \$
2011	- \$	1 244,22 \$	6 616,76 \$	772,56 \$
2012	- \$	1 262,89 \$	7 879,65 \$	712,87 \$
2013	- \$	1 281,85 \$	9 161,50 \$	657,79 \$
2014	- \$	1 301,10 \$	10 462,60 \$	606,97 \$
2015	- \$	1 320,63 \$	11 783,23 \$	560,07 \$
2016	- \$	1 340,45 \$	13 123,68 \$	516,80 \$
2017	- \$	1 360,57 \$	14 484,25 \$	476,87 \$
2018	- \$	1 381,00 \$	15 865,25 \$	440,03 \$
2019	- \$	1 401,73 \$	17 266,98 \$	406,03 \$
2020	- \$	1 322,77 \$	18 589,74 \$	348,33 \$
Total	- \$	18 589,74 \$	18 589,74 \$	9 891,61 \$

	Après impôts				
Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)

145,53 \$	664,87 \$	206,24 \$	604,15 \$	604,15 \$	604,15 \$
174,64 \$	782,19 \$	242,64 \$	714,19 \$	1 318,35 \$	649,27 \$
209,56 \$	962,26 \$	298,49 \$	873,33 \$	2 191,67 \$	721,76 \$
212,70 \$	994,99 \$	308,65 \$	899,04 \$	3 090,71 \$	675,46 \$
212,70 \$	1 013,12 \$	314,27 \$	911,55 \$	4 002,26 \$	622,60 \$
212,70 \$	1 031,52 \$	319,98 \$	924,24 \$	4 926,49 \$	573,88 \$
212,70 \$	1 050,20 \$	325,77 \$	937,12 \$	5 863,62 \$	528,98 \$
212,70 \$	1 069,16 \$	331,65 \$	950,20 \$	6 813,82 \$	487,60 \$
212,70 \$	1 088,40 \$	337,62 \$	963,47 \$	7 777,29 \$	449,47 \$
212,70 \$	1 107,93 \$	343,68 \$	976,95 \$	8 754,24 \$	414,32 \$
212,70 \$	1 127,76 \$	349,83 \$	990,62 \$	9 744,86 \$	381,93 \$
212,70 \$	1 147,88 \$	356,07 \$	1 004,50 \$	10 749,36 \$	352,07 \$
212,70 \$	1 168,30 \$	362,41 \$	1 018,59 \$	11 767,95 \$	324,55 \$
212,70 \$	1 189,03 \$	368,84 \$	1 032,89 \$	12 800,84 \$	299,19 \$
212,70 \$	1 110,07 \$	344,34 \$	978,42 \$	13 779,27 \$	257,65 \$
3 082,09 \$	15 507,66 \$	4 810,48 \$	13 779,27 \$	13 779,27 \$	7 342,88 \$

Projet de Bécancour

Saumure naturelle

Prix et coûts prévisionnels : Prouvées, inexploitées**A**

Production de saumure naturelle à partir de 2 puits

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,026 ML/jour	
Investissement	100 000 \$	⁴ Frais d'amortissement	1 100 000 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	30 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 1000 \$/an
Coût d'abandon ²	100 000 \$			Redevances 5 %
Taux d'inflation	1,5 %			
Année d'investissement	2004-2006			
Année production	2006			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	(ML/jr)	(ML/an)	Prix ³	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			(\$/L)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	0,026	9,49	0,090 \$	854,10 \$	- \$	854,10 \$	43,71 \$	810,40 \$
2007	0,031	11,39	0,091 \$	1 040,29 \$	30,450 \$	1 009,84 \$	53,01 \$	956,83 \$
2008	0,037	13,67	0,093 \$	1 267,08 \$	30,907 \$	1 236,17 \$	64,35 \$	1 171,82 \$
2009	0,038	13,87	0,094 \$	1 305,32 \$	31,370 \$	1 273,95 \$	66,27 \$	1 207,68 \$
2010	0,038	13,87	0,096 \$	1 324,90 \$	31,841 \$	1 293,06 \$	67,25 \$	1 225,81 \$
2011	0,038	13,87	0,097 \$	1 344,77 \$	32,319 \$	1 312,46 \$	68,24 \$	1 244,22 \$
2012	0,038	13,87	0,098 \$	1 364,95 \$	32,803 \$	1 332,14 \$	69,25 \$	1 262,89 \$
2013	0,038	13,87	0,100 \$	1 385,42 \$	33,295 \$	1 352,12 \$	70,27 \$	1 281,85 \$
2014	0,038	13,87	0,101 \$	1 406,20 \$	33,795 \$	1 372,41 \$	71,31 \$	1 301,10 \$
2015	0,038	13,87	0,103 \$	1 427,29 \$	34,302 \$	1 392,99 \$	72,36 \$	1 320,63 \$
2016	0,038	13,87	0,104 \$	1 448,70 \$	34,816 \$	1 413,89 \$	73,44 \$	1 340,45 \$
2017	0,038	13,87	0,106 \$	1 470,43 \$	35,338 \$	1 435,10 \$	74,52 \$	1 360,57 \$
2018	0,038	13,87	0,108 \$	1 492,49 \$	35,869 \$	1 456,62 \$	75,62 \$	1 381,00 \$
2019	0,038	13,87	0,109 \$	1 514,88 \$	36,407 \$	1 478,47 \$	76,74 \$	1 401,73 \$
2020	0,038	13,87	0,111 \$	1 537,60 \$	136,953 \$	1 400,65 \$	77,88 \$	1 322,77 \$
Total		200,98		20 184,43 \$	570,46 \$	19 613,97 \$	1 024,22 \$	18 589,74 \$

Notes:

1. 15 000\$ par puits

2. 50 000\$ par puits

3. Selon contrats d'approvisionnement au 31 décembre 2005

4. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement

Evaluation des réserves d'hydrocarbures et de saumure des propriétés de JUNEX inc. au 31 décembre 2005

RAPPORT 7006 - PAUL LAROCHE, ing. geo. - 31 mars 2006

Sommaire

	AVANT	APRÈS		AVANT	APRÈS
	IMPÔTS			IMPÔTS	
Revenus net actual. 0% :	18 489,74 \$	13 164,43 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	184 897,44 \$	131 644,26 \$
Revenus net actual. 5% :	13 095,30 \$	9 346,99 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	97 916,12 \$	70 086,98 \$
Revenus net actual. 10% :	9 791,61 \$	7 008,70 \$			
Revenus net actual. 15% :	7 667,30 \$	5 504,87 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	N/A	
Revenus net actual. 20% :	6 239,34 \$	4 493,80 \$	Période de recouvrement (ans) :	1,20	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	100,00 \$	710,40 \$	710,40 \$	710,40 \$	51,94 \$	758,46 \$	235,27 \$	575,12 \$	575,12 \$	575,12 \$
2007	- \$	956,83 \$	1 667,22 \$	869,84 \$	62,33 \$	894,50 \$	277,47 \$	679,35 \$	1 254,48 \$	617,60 \$
2008	- \$	1 171,82 \$	2 839,04 \$	968,44 \$	74,79 \$	1 097,02 \$	340,30 \$	831,52 \$	2 086,00 \$	687,21 \$
2009	- \$	1 207,68 \$	4 046,73 \$	907,35 \$	75,91 \$	1 131,77 \$	351,08 \$	856,61 \$	2 942,61 \$	643,58 \$
2010	- \$	1 225,81 \$	5 272,54 \$	837,25 \$	75,91 \$	1 149,90 \$	356,70 \$	869,11 \$	3 811,72 \$	593,62 \$
2011	- \$	1 244,22 \$	6 516,76 \$	772,56 \$	75,91 \$	1 168,30 \$	362,41 \$	881,81 \$	4 693,53 \$	547,53 \$
2012	- \$	1 262,89 \$	7 779,65 \$	712,87 \$	75,91 \$	1 186,98 \$	368,20 \$	894,69 \$	5 588,22 \$	505,03 \$
2013	- \$	1 281,85 \$	9 061,50 \$	657,79 \$	75,91 \$	1 205,94 \$	374,08 \$	907,77 \$	6 495,99 \$	465,83 \$
2014	- \$	1 301,10 \$	10 362,60 \$	606,97 \$	75,91 \$	1 225,18 \$	380,05 \$	921,04 \$	7 417,03 \$	429,67 \$
2015	- \$	1 320,63 \$	11 683,23 \$	560,07 \$	75,91 \$	1 244,72 \$	386,11 \$	934,52 \$	8 351,55 \$	396,33 \$
2016	- \$	1 340,45 \$	13 023,68 \$	516,80 \$	75,91 \$	1 264,54 \$	392,26 \$	948,19 \$	9 299,74 \$	365,57 \$
2017	- \$	1 360,57 \$	14 384,25 \$	476,87 \$	75,91 \$	1 284,66 \$	398,50 \$	962,07 \$	10 261,81 \$	337,20 \$
2018	- \$	1 381,00 \$	15 765,25 \$	440,03 \$	75,91 \$	1 305,09 \$	404,84 \$	976,16 \$	11 237,97 \$	311,03 \$
2019	- \$	1 401,73 \$	17 166,98 \$	406,03 \$	75,91 \$	1 325,82 \$	411,27 \$	990,46 \$	12 228,43 \$	286,90 \$
2020	- \$	1 322,77 \$	18 489,74 \$	348,33 \$	75,91 \$	1 246,86 \$	386,77 \$	935,99 \$	13 164,43 \$	246,48 \$
Total	100,00 \$	18 489,74 \$	18 489,74 \$	9 791,61 \$	1 100,00 \$	17 489,74 \$	5 425,32 \$	13 164,43 \$	13 164,43 \$	7 008,70 \$

Projet de Bécancour

Saumure naturelle

Prix et coûts prévisionnels : Prouvées, Non mises en valeur**A**Production de saumure naturelle à partir de 4 puits²**Paramètres de l'évaluation économique**

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,026 ML/jour	
Investissement	3 000 000 \$	⁴ Frais d'amortissement	3 000 000 \$	Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	60 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente 2000 \$/an
Coût d'abandon ⁵	200 000 \$			Redevances 5 %
Taux d'inflation	1,5 %			
Année d'investissement	2006			
Année production	2008			

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	(ML/jr)	(ML/an)	Prix ³	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			(\$/L)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	-	-	0,090 \$	- \$	- \$	- \$	2,00 \$	(2,00) \$
2007	0,026	9,49	0,091 \$	866,91 \$	30,450 \$	836,46 \$	45,35 \$	791,12 \$
2008	0,026	9,49	0,093 \$	879,92 \$	30,907 \$	849,01 \$	46,00 \$	803,01 \$
2009	0,025	9,08	0,094 \$	854,64 \$	31,370 \$	823,27 \$	44,73 \$	778,54 \$
2010	0,035	12,76	0,096 \$	1 219,19 \$	31,841 \$	1 187,35 \$	62,96 \$	1 124,39 \$
2011	0,046	16,81	0,097 \$	1 630,18 \$	47,319 \$	1 582,86 \$	83,51 \$	1 499,35 \$
2012	0,058	21,27	0,098 \$	2 093,08 \$	63,028 \$	2 030,05 \$	106,65 \$	1 923,40 \$
2013	0,072	26,17	0,100 \$	2 614,01 \$	63,974 \$	2 550,03 \$	132,70 \$	2 417,33 \$
2014	0,076	27,74	0,101 \$	2 812,40 \$	64,933 \$	2 747,47 \$	142,62 \$	2 604,85 \$
2015	0,076	27,74	0,103 \$	2 854,59 \$	65,907 \$	2 788,68 \$	144,73 \$	2 643,95 \$
2016	0,076	27,74	0,104 \$	2 897,41 \$	66,896 \$	2 830,51 \$	146,87 \$	2 683,64 \$
2017	0,076	27,74	0,106 \$	2 940,87 \$	67,899 \$	2 872,97 \$	149,04 \$	2 723,92 \$
2018	0,076	27,74	0,108 \$	2 984,98 \$	68,918 \$	2 916,06 \$	151,25 \$	2 764,81 \$
2019	0,076	27,74	0,109 \$	3 029,76 \$	69,952 \$	2 959,80 \$	153,49 \$	2 806,32 \$
2020	0,076	27,74	0,111 \$	3 075,20 \$	271,001 \$	2 804,20 \$	155,76 \$	2 648,44 \$
Total		299,26		30 753,13 \$	974,39 \$	29 778,73 \$	1 567,66 \$	28 211,07 \$

Notes:

- 15 000\$ par puits
- 4 puits producteurs et 1 puits non-producteur
- Selon contrats d'approvisionnement au 31 décembre 2005
- Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement
- 50 000\$ par puits

RAPPORT 7006 - PAUL LAROCHE, ing. geo. - 31 mars 2006

Sommaire

	AVANT IMPÔTS	APRÈS		AVANT IMPÔTS	APRÈS
Revenus net actual. 0% :	25 211,07 \$	20 390,60 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	8 403,69 \$	6 796,87 \$
Revenus net actual. 5% :	15 478,34 \$	13 361,17 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	3 236,01 \$	3 064,20 \$
Revenus net actual. 10% :	9 708,02 \$	9 192,61 \$			
Revenus net actual. 15% :	6 132,76 \$	6 609,12 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	38,85%	
Revenus net actual. 20% :	3 825,94 \$	4 941,75 \$	Période de recouvrement (ans) :	2,80	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	3 000,00 \$	(3 002,00) \$	(3 002,00) \$	(3 002,00) \$	- \$	(2,00) \$	-0,62 \$	(1,38) \$	(1,38) \$	(1,38) \$
2007	- \$	791,12 \$	(2 210,88) \$	719,20 \$	95,14 \$	695,98 \$	215,89 \$	575,22 \$	573,84 \$	522,93 \$
2008	- \$	803,01 \$	(1 407,87) \$	663,65 \$	95,14 \$	707,88 \$	219,58 \$	583,43 \$	1 157,27 \$	482,17 \$
2009	- \$	778,54 \$	(629,33) \$	584,93 \$	91,04 \$	687,50 \$	213,26 \$	565,28 \$	1 722,55 \$	424,70 \$
2010	- \$	1 124,39 \$	495,06 \$	767,97 \$	127,95 \$	996,44 \$	309,10 \$	815,29 \$	2 537,84 \$	556,86 \$
2011	- \$	1 499,35 \$	1 994,41 \$	930,98 \$	168,55 \$	1 330,80 \$	412,81 \$	1 086,54 \$	3 624,38 \$	674,66 \$
2012	- \$	1 923,40 \$	3 917,81 \$	1 085,71 \$	213,22 \$	1 710,18 \$	530,50 \$	1 392,90 \$	5 017,28 \$	786,26 \$
2013	- \$	2 417,33 \$	6 335,14 \$	1 240,47 \$	262,35 \$	2 154,98 \$	668,48 \$	1 748,86 \$	6 766,14 \$	897,44 \$
2014	- \$	2 604,85 \$	8 939,99 \$	1 215,18 \$	278,09 \$	2 326,76 \$	721,76 \$	1 883,09 \$	8 649,23 \$	878,47 \$
2015	- \$	2 643,95 \$	11 583,94 \$	1 121,29 \$	278,09 \$	2 365,86 \$	733,89 \$	1 910,06 \$	10 559,29 \$	810,05 \$
2016	- \$	2 683,64 \$	14 267,58 \$	1 034,66 \$	278,09 \$	2 405,55 \$	746,20 \$	1 937,44 \$	12 496,72 \$	746,97 \$
2017	- \$	2 723,92 \$	16 991,50 \$	954,72 \$	278,09 \$	2 445,84 \$	758,70 \$	1 965,23 \$	14 461,95 \$	688,80 \$
2018	- \$	2 764,81 \$	19 756,32 \$	880,95 \$	278,09 \$	2 486,72 \$	771,38 \$	1 993,43 \$	16 455,38 \$	635,17 \$
2019	- \$	2 806,32 \$	22 562,63 \$	812,89 \$	278,09 \$	2 528,23 \$	784,26 \$	2 022,06 \$	18 477,44 \$	585,72 \$
2020	- \$	2 648,44 \$	25 211,07 \$	697,42 \$	278,09 \$	2 370,35 \$	735,28 \$	1 913,16 \$	20 390,60 \$	503,79 \$
Total	3 000,00 \$	25 211,07 \$	25 211,07 \$	9 708,02 \$	3 000,00 \$	25 211,07 \$	7 820,48 \$	20 390,60 \$	20 390,60 \$	9 192,61 \$

Projet de Bécancour

Saumure naturelle

Prix et coûts prévisionnels : Prouvées Totales
A

Production de saumure naturelle à partir de 8 puits

Paramètres de l'évaluation économique

Vie du projet	15 ans	Production initiale	0,052 ML/jour		
Investissement	3 100 000 \$	⁴ Frais d'amortissement	7 182 086 \$		Régime provincial Québec
Coût d'opération annuel ¹	120 000 \$	Impôt (fed + Prov.)	31,02%	Rente	4 000 \$/an
Coût d'abandon ²	400 000 \$			Redevances	5 %
Taux d'inflation	1,5 %				
Année d'investissement	2004-2006				
Année production	2004				

Prévision économiques

Année	Production		Opération				Redevances	
	(ML/jr)	(ML/an)	Prix ³	Revenus bruts opération	Frais opération	Revenus net opération	Redevance Provincial	Revenus net après redevance
			(\$/L)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	0,052	18,98	0,090 \$	1 708,20 \$	- \$	1 708,20 \$	89,41 \$	1 618,79 \$
2007	0,088	32,27	0,091 \$	2 947,50 \$	121,800 \$	2 825,70 \$	151,37 \$	2 674,32 \$
2008	0,101	36,82	0,093 \$	3 414,07 \$	123,627 \$	3 290,44 \$	174,70 \$	3 115,74 \$
2009	0,101	36,82	0,094 \$	3 465,28 \$	125,481 \$	3 339,80 \$	177,26 \$	3 162,54 \$
2010	0,111	40,50	0,096 \$	3 868,99 \$	127,364 \$	3 741,63 \$	197,45 \$	3 544,18 \$
2011	0,122	44,55	0,097 \$	4 319,73 \$	129,274 \$	4 190,45 \$	219,99 \$	3 970,47 \$
2012	0,134	49,01	0,098 \$	4 822,97 \$	131,213 \$	4 691,76 \$	245,15 \$	4 446,61 \$
2013	0,148	53,91	0,100 \$	5 384,85 \$	133,181 \$	5 251,67 \$	273,24 \$	4 978,42 \$
2014	0,152	55,48	0,101 \$	5 624,80 \$	135,179 \$	5 489,62 \$	285,24 \$	5 204,38 \$
2015	0,152	55,48	0,103 \$	5 709,17 \$	137,207 \$	5 571,97 \$	289,46 \$	5 282,51 \$
2016	0,152	55,48	0,104 \$	5 794,81 \$	139,265 \$	5 655,55 \$	293,74 \$	5 361,81 \$
2017	0,152	55,48	0,106 \$	5 881,73 \$	141,354 \$	5 740,38 \$	298,09 \$	5 442,29 \$
2018	0,152	55,48	0,108 \$	5 969,96 \$	143,474 \$	5 826,49 \$	302,50 \$	5 523,99 \$
2019	0,152	55,48	0,109 \$	6 059,51 \$	145,626 \$	5 913,88 \$	306,98 \$	5 606,91 \$
2020	0,152	55,48	0,111 \$	6 150,40 \$	147,811 \$	6 002,59 \$	311,52 \$	5 691,07 \$
Total		701,22		71 121,99 \$	2 281,86 \$	68 840,13 \$	3 616,10 \$	65 224,03 \$

Notes:

1. 15 000\$ par puits

2. 50 000\$ par puits

3. Selon contrats d'approvisionnement au 31 décembre 2005

4. Cumul des frais d'exploration et d'investissement passés et des investissements courants utilisés pour le calcul de l'amortissement

Évaluation des réserves d'hydrocarbures et de saumure des propriétés de JUNEX inc. au 31 décembre 2005

RAPPORT 7006 - PAUL LAROCHE, ing. geo. - 31 mars 2006

Sommaire

	AVANT IMPÔTS	APRÈS IMPÔTS		AVANT IMPÔTS	APRÈS IMPÔTS
Revenus net actual. 0% :	62 124,03 \$	47 219,42 \$	Revenus net opération 0% / Investiss. :	20 040,01 \$	15 232,07 \$
Revenus net actual. 5% :	41 629,86 \$	32 399,31 \$	Revenus net actualisé 10% / Investiss. :	9 442,66 \$	7 567,87 \$
Revenus net actual. 10% :	29 272,25 \$	23 460,39 \$			
Revenus net actual. 15% :	21 463,65 \$	17 810,18 \$	Taux de rendement interne (TRI) :	192,73%	
Revenus net actual. 20% :	16 312,94 \$	14 081,93 \$	Période de recouvrement (ans) :	1,90	

Prévision économiques (suite)

Année	Avant impôts				Après impôts					
	Invest.	Produit d'exploit.	Produit d'exploit. cumulé	Produit d'exploit. net actualisé 10%	Amortiss.	Revenus nets après amort.	Impôts fed+prov	Revenus nets après impôts	Revenus nets après impôts cumulés	Revenus nets actualisé 10%
	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)	(K\$)
2006	3 100,00 \$	(1 481,21) \$	(1 481,21) \$	(1 481,21) \$	194,40 \$	1 424,39 \$	441,85 \$	1 176,94 \$	1 176,94 \$	1 176,94 \$
2007	- \$	2 674,32 \$	1 193,11 \$	2 431,20 \$	330,48 \$	2 343,85 \$	727,06 \$	1 947,26 \$	3 124,21 \$	1 770,24 \$
2008	- \$	3 115,74 \$	4 308,85 \$	2 574,99 \$	377,13 \$	2 738,61 \$	849,52 \$	2 266,22 \$	5 390,43 \$	1 872,91 \$
2009	- \$	3 162,54 \$	7 471,39 \$	2 376,06 \$	377,13 \$	2 785,41 \$	864,03 \$	2 298,50 \$	7 688,93 \$	1 726,90 \$
2010	- \$	3 544,18 \$	11 015,57 \$	2 420,72 \$	414,84 \$	3 129,33 \$	970,72 \$	2 573,46 \$	10 262,39 \$	1 757,71 \$
2011	- \$	3 970,47 \$	14 986,04 \$	2 465,35 \$	456,33 \$	3 514,14 \$	1 090,09 \$	2 880,38 \$	13 142,77 \$	1 788,49 \$
2012	- \$	4 446,61 \$	19 432,64 \$	2 509,99 \$	501,96 \$	3 944,65 \$	1 223,63 \$	3 222,98 \$	16 365,75 \$	1 819,29 \$
2013	- \$	4 978,42 \$	24 411,07 \$	2 554,72 \$	552,16 \$	4 426,27 \$	1 373,03 \$	3 605,39 \$	19 971,15 \$	1 850,14 \$
2014	- \$	5 204,38 \$	29 615,45 \$	2 427,88 \$	568,24 \$	4 636,15 \$	1 438,13 \$	3 766,25 \$	23 737,40 \$	1 756,98 \$
2015	- \$	5 282,51 \$	34 897,96 \$	2 240,30 \$	568,24 \$	4 714,27 \$	1 462,37 \$	3 820,14 \$	27 557,54 \$	1 620,11 \$
2016	- \$	5 361,81 \$	40 259,77 \$	2 067,21 \$	568,24 \$	4 793,57 \$	1 486,97 \$	3 874,84 \$	31 432,38 \$	1 493,92 \$
2017	- \$	5 442,29 \$	45 702,06 \$	1 907,49 \$	568,24 \$	4 874,06 \$	1 511,93 \$	3 930,36 \$	35 362,74 \$	1 377,57 \$
2018	- \$	5 523,99 \$	51 226,05 \$	1 760,11 \$	568,24 \$	4 955,75 \$	1 537,27 \$	3 986,71 \$	39 349,46 \$	1 270,29 \$
2019	- \$	5 606,91 \$	56 832,96 \$	1 624,12 \$	568,24 \$	5 038,67 \$	1 563,00 \$	4 043,91 \$	43 393,37 \$	1 171,38 \$
2020	- \$	5 291,07 \$	62 124,03 \$	1 393,30 \$	568,24 \$	4 722,83 \$	1 465,02 \$	3 826,05 \$	47 219,42 \$	1 007,52 \$
Total	3 100,00 \$	62 124,03 \$	62 124,03 \$	29 272,25 \$	7 182,09 \$	58 041,94 \$	18 004,61 \$	47 219,42 \$	47 219,42 \$	23 460,39 \$

ANNEXE 2 :

CERTIFICAT DE QUALIFICATION

CERTIFICAT DE QUALIFICATION

Je soussigné, **Paul Laroche, ing, geo**, certifie ce qui suit :

- Je suis un ingénieur géologue consultant en géologie et géophysique pétrolière et je réside au 871 av. Painchaud, Québec, (Québec), G1S 4L7
- J'ai obtenu un Baccalauréat en Sciences Appliquées, option Génie Géologique de l'université Laval en 1969 ainsi qu'une Maîtrise en Géologie, option Géophysique en 1973 de la même université, en plus d'avoir acquis divers certificats d'études pour des cours reliés à l'exploration pétrolière.
- Je suis membre de l'Ordre des géologues du Québec (OGQ no 582) ainsi que membre de l'Ordre des ingénieurs du Québec (OIQ no 20160) et je pratique ma profession d'ingénieur géologue de façon continue depuis ma graduation de l'université.
- Je suis responsable de la préparation du rapport intitulé : **"ÉVALUATION DES RÉSERVES D'HYDROCARBURES ET DE SAUMURE DES PROPRIÉTÉS DE JUNEX AU 31 DÉCEMBRE 2005"** présenté en date du 31 mars 2006.
- Je n'ai eu aucune participation antérieure dans les propriétés qui font l'objet du rapport technique et je suis indépendant de l'émetteur.
- J'ai fait une visite d'inspection en décembre 2005 de la propriété Galt en gaspésie afin de vérifier les installations de production de gaz et de pétrole.
- Je ne suis pas au courant de faits substantiels ou de modifications importantes concernant l'objet de ce rapport, qui ne soient rapportés dans le rapport et dont l'omission dans ce rapport serait propre à induire en erreur.
- J'ai lu l'instruction générale relative au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières. Le rapport d'évaluation de réserves, autant pour les hydrocarbures que pour la saumure, a été préparé selon les exigences de ce document.

Ce 31^e jour de mars 2006.

(Original signed)

Paul Laroche, ing, geo,