

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1

**Date :** 14 avril 2011

**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

**Origine et évolution des sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, p. 6

**Préambule :**

Le graphique 1 présente l'évolution combinée du volume utile et des investissements cumulatifs des sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien.

**Question :**

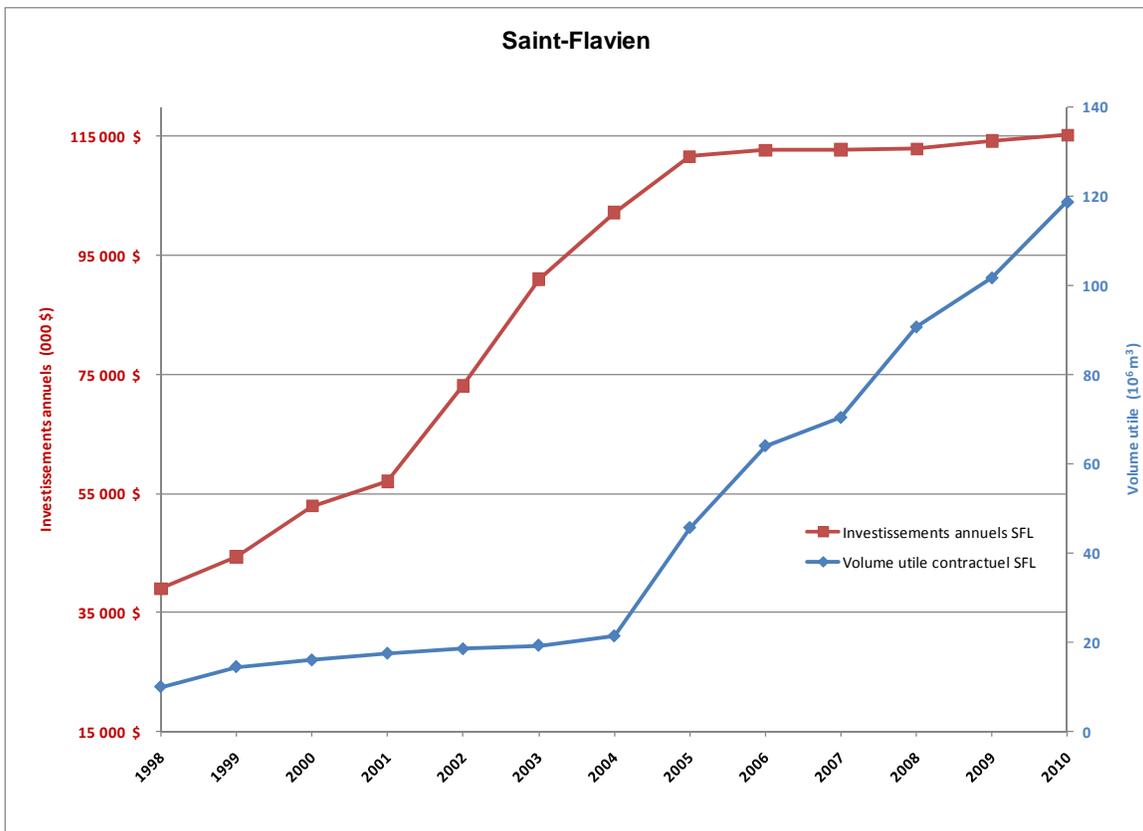
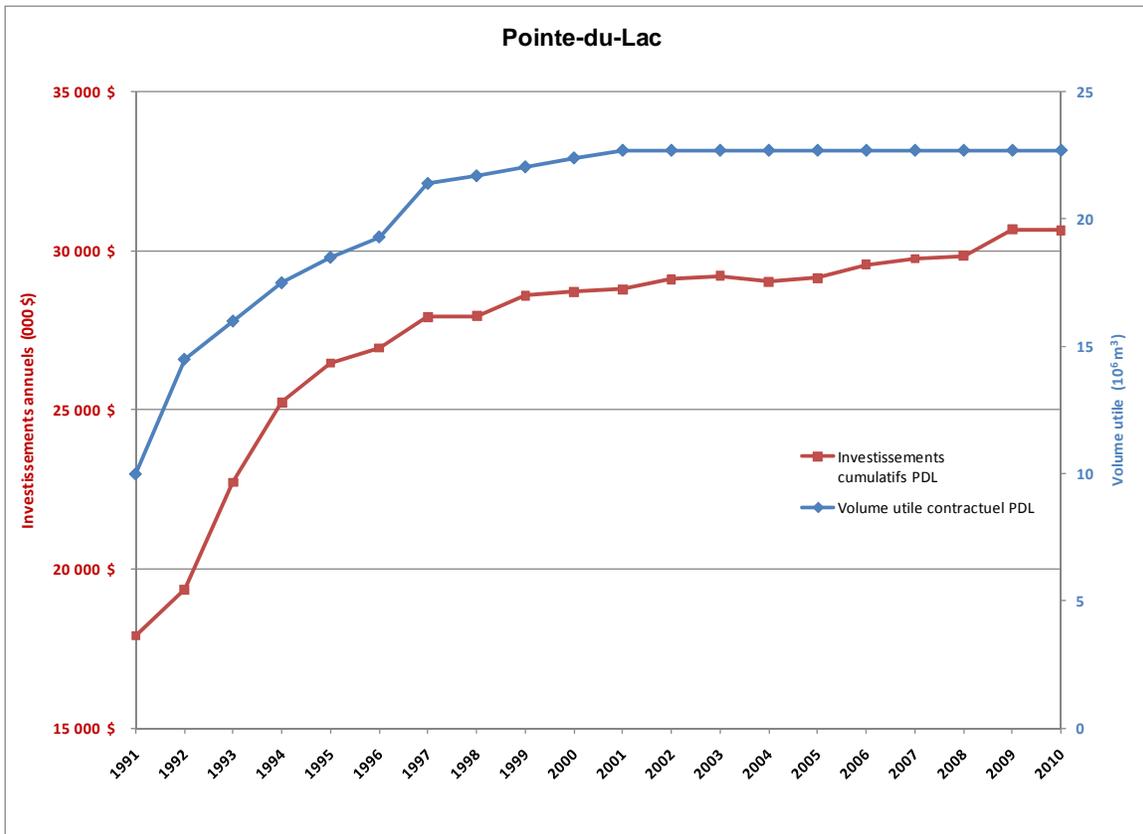
**1.1** Veuillez refaire deux graphiques distincts pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien. Veuillez produire les données sous-jacentes à ces deux graphiques sous forme de tableau. Veuillez de plus ajouter l'évolution de la capacité de retrait à ces graphiques et tableaux.

**Réponse :**

Voir le tableau et les graphiques aux pages suivantes.

Pour l'évolution de la capacité de retrait, veuillez vous référer à la réponse à la question 1.1 de la Régie. À cause des échelles utilisées, l'ajout de la capacité de retrait aux graphiques ne serait pas utile.

Volume utile contractuel									
Année	Volume utile contractuel PDL (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Investissements annuels PDL	Investissements cumulatifs PDL	Volume utile contractuel SFL (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Investissements annuels SFL	Investissements cumulatifs SFL	Volume utile contractuel total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Investissements annuels totaux	Investissements cumulatifs totaux
1991	10	17 915 \$	17 915 \$			- \$	10	17 915 \$	17 915 \$
1992	14,5	1 451 \$	19 367 \$			- \$	14,5	1 451 \$	19 367 \$
1993	16	3 367 \$	22 734 \$			- \$	16	3 367 \$	22 734 \$
1994	17,5	2 505 \$	25 239 \$			- \$	17,5	2 505 \$	25 239 \$
1995	18,5	1 238 \$	26 476 \$			- \$	18,5	1 238 \$	26 476 \$
1996	19,3	474 \$	26 951 \$			- \$	19,3	474 \$	26 951 \$
1997	21,4	971 \$	27 922 \$			- \$	21,4	971 \$	27 922 \$
1998	21,7	35 \$	27 957 \$	24	38 994 \$	38 994 \$	45,7	39 029 \$	66 950 \$
1999	22,05	635 \$	28 591 \$	42	5 399 \$	44 392 \$	64,05	6 033 \$	72 984 \$
2000	22,4	117 \$	28 708 \$	48	8 473 \$	52 865 \$	70,4	8 590 \$	81 573 \$
2001	22,7	90 \$	28 799 \$	68	4 155 \$	57 020 \$	90,7	4 245 \$	85 818 \$
2002	22,7	306 \$	29 104 \$	79	16 075 \$	73 095 \$	101,7	16 381 \$	102 199 \$
2003	22,7	112 \$	29 216 \$	96	17 922 \$	91 017 \$	118,7	18 034 \$	120 233 \$
2004	22,7	(189) \$	29 027 \$	108	11 171 \$	102 187 \$	130,7	10 981 \$	131 214 \$
2005	22,7	119 \$	29 146 \$	117	9 463 \$	111 650 \$	139,7	9 582 \$	140 796 \$
2006	22,7	428 \$	29 573 \$	117	1 066 \$	112 716 \$	139,7	1 494 \$	142 289 \$
2007	22,7	178 \$	29 751 \$	120	53 \$	112 769 \$	142,7	231 \$	142 520 \$
2008	22,7	89 \$	29 840 \$	120	109 \$	112 878 \$	142,7	198 \$	142 718 \$
2009	22,7	841 \$	30 681 \$	120	1 357 \$	114 235 \$	142,7	2 198 \$	144 916 \$
2010	22,7	(33) \$	30 648 \$	120	994 \$	115 229 \$	142,7	961 \$	145 877 \$



**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Origine et évolution des sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, p.7

**Préambule :**

« Par ailleurs, les deux sites ont encore un certain potentiel de développement. En effet, la capacité (volume utile et livraison quotidienne maximale) des deux sites pourrait être accrue moyennant certains investissements plus ou moins importants selon le site et les travaux requis. La nature des travaux consisterait essentiellement à forer et raccorder des puits et à ajouter de la capacité de compression. L'échéance rapprochée des deux seuls contrats d'Intragaz et l'incertitude quant à l'évolution des tarifs futurs ne permettent cependant pas de justifier actuellement le développement de cette capacité additionnelle. »

**Question :**

**2.1** Veuillez déposer les analyses de rentabilité justifiant chacun des projets d'investissements réalisés depuis 1997. Veuillez faire le lien entre ces projets et les montants d'investissement présentés en réponse à la question précédente (question 1.1).

**Réponse :**

Quoique chacun des projets réalisés depuis 1997 ait du être justifié, les analyses de rentabilité se sont limitées aux projets importants d'accroissement de la capacité. Ces projets importants d'accroissement de la capacité réalisés depuis 1997 ont tous eu lieu dans le cadre du développement du site de Saint-Flavien. Par conséquent, vous trouverez ci-joint les analyses de rentabilité des projets suivants : puits 14, 15, 16, 17, 18 et 19 ainsi que l'ajout de compression, les infrastructures du projet pilote et l'ajout de capacité excédentaire à Saint-Flavien. Ces projets totalisant 74.5 M\$ représentent 63 % des investissements réalisés par Intragaz depuis 1997 présentés à la réponse de votre question 1.1. La portion n'ayant pas fait l'objet d'analyse de rentabilité comprend les projets divers aux deux sites, les investissements de développement 1991-1996, l'achat de gaz coussin et la campagne sismique 3D.

Voici la ventilation par projets des investissements réalisés depuis 1997 :

<b>Année</b>	<b>Coût (000 \$)</b>	<b>Détail</b>
1997-2010	2 726	Projets divers à Pointe-du-Lac
1997-2010	8 067	Projets divers à Saint-Flavien
<b>Projets importants de développement à Saint-Flavien</b>		
1998	38 994	18 650 Développement 1991-1996
		20 344 Infrastructures du projet pilote
1999	5 399	Gaz coussin et fin du projet pilote
2000 - 2003	7 817	Achat de gaz coussin
2000 - 2004	46 993	Forage des puits n <sup>os</sup> 14, 15, 16, 17, 18 et 19
2005	805	Sismique 3D
2005	6 328	Ajout du compresseur C-2
2005	828	Livraison de pointe excédentaire en 2006
<b>TOTAL</b>	<b>117 957</b>	

Notes sur le tableau :

- Pour le site de Pointe-du-Lac, aucun projet n'a nécessité d'analyse de rentabilité, ceux-ci étant principalement réalisés pour des raisons autres que l'accroissement de capacité (sécurité, fiabilité, environnement, etc.) pour un total de 2,7 M \$.
- Pour le site de Saint-Flavien, 8,1 M \$ sont de même nature que les investissements réalisés à Pointe-du-Lac alors que 107,2 M \$ sont reliés au développement du projet et l'augmentation de la capacité répartis comme suit :
  - En 1998, les coûts de développement initiaux de 18,65 M \$ comptabilisés dans STOGAZ ont été portés aux livres d'Intragaz. Ceux-ci couvraient tous les forages, travaux de sismique 3D et géologie effectués de 1991 à 1997, soit plus spécifiquement les puits n<sup>os</sup> 8, 9, 10, 11, 12 et 13, ainsi qu'une campagne de sismique 3D réalisée en 1994.
  - En 1998, la majorité des infrastructures de surface du projet pilote ont été complétées au montant de 20,3 M \$. Ceux-ci couvraient entre autres l'achat de gaz coussin, la compression, la déshydratation, la conduite reliant Bernières à Saint-Flavien, les réseaux de collecte, etc. (vous référer à l'étude de rentabilité annexée).
  - En 1999, les investissements découlent de l'injection de gaz coussin pour un montant de 4,2 M \$ et de la fin des travaux liés aux infrastructures de surface pour 1,2 M \$.
  - De 2000 à 2003, plus de 7,8 M \$ ont été investis en achat de gaz coussin.

- De 2000 à 2004, les forages des puits n<sup>os</sup> 14, 15, 16, 17, 18 et 19 ont été réalisés (vous référez aux études de rentabilité annexées) pour un montant de 47 M \$.
- En 2005 et 2006, l'ajout de compression a été réalisé pour un montant de 6,3 M \$ (vous référez à l'étude de rentabilité annexée).
- En 2005, une campagne sismique 3D a été réalisée au coût de 805 000 \$.
- En 2006, le projet de livraison de pointe excédentaire a été réalisé au montant de 828 000 \$ (vous référez à l'étude de rentabilité annexée).



**Intragaz**

## **PROJET SAINT-FLAVIEN**

### **DOCUMENT DE MISE À JOUR DES SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT**

**SEPTEMBRE 1998**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. PHASE I ET II</b> .....	<b>3</b>
1.1 HISTORIQUE .....	3
1.2 DIFFÉRENCIATION DE LA PHASE I DE LA PHASE II.....	3
1.3 DÉCISION D'INVESTISSEMENT.....	5
<b>2. SCÉNARIOS 9, 10 ET 11 « 1997 »</b> .....	<b>6</b>
2.1 HYPOTHÈSES .....	6
2.2 RÉSUMÉ DES ANALYSES ÉCONOMIQUES.....	7
<b>3. SCÉNARIOS AJUSTÉS 1998</b> .....	<b>9</b>
3.1 MISE À JOUR DES HYPOTHÈSES.....	9
3.2 RÉSUMÉ DES ANALYSES « 1998 » .....	11
<b>4. CONSIDÉRATIONS OPÉRATIONNELLES</b> .....	<b>13</b>

**ANNEXE 1 :** Résumé de risques du projet Saint-Flavien

**ANNEXE 2 :** Proforma des analyses économiques (après impôts, 17 juin 1998)

## 1. PHASE I ET II

### 1.1 Historique (référer au document du C. A. de STOGAZ du 12 mars 1998)

- Les scénarios 9, 10 et 11 ont été établis et présentés par Intragaz au Comité de direction du projet Saint-Flavien le 25 février 1997.
- À la demande du Comité de direction, certaines hypothèses ont été vérifiées et les scénarios modifiés en conséquence.
- De plus, les modèles ont été ajustés en fonction des démarches entreprises auprès de la SDI et Infrastructures Canada, Québec (réunion du Comité de direction du 14 mai 1997).

### 1.2 Différenciation de la phase I de la phase II

Avant de définir les deux phases du projet, il importe de revoir certains faits techniques reliés à la structure de Saint-Flavien.

- Il existe 2 compartiments ou réservoirs sur la structure de Saint-Flavien
  - Le réservoir du puits #3, dans lequel sont forés les puits 7, 8, 9, 10, 11, 12 et 3. Ce compartiment a produit 4 bcf de gaz sur les 6 bcf en place à l'origine ;
  - Et, le réservoir du puits #1, dans lequel est foré le puits #1 uniquement. Ce compartiment a produit 1,7 bcf sur les 2,8 bcf en place à l'origine.
- Le scénario 9 est basé sur l'exploitation du compartiment du puits #3 seulement en utilisant les puits 3, 9, 10, et 12.
- Les scénarios 10 et 11 sont basés sur l'exploitation du compartiment du réservoir #3 et celui du #1.

#### *Phase I*

La phase I est donc le scénario 9, c'est-à-dire l'exploitation du compartiment du puits #3 seulement en utilisant les puits 3, 9, 10, et 12.

## *Phase II*

La phase II implique, de base, l'exploitation du réservoir du puits #3 et l'ajout de l'exploitation du compartiment du puits #1.

*Donc, le passage à la phase II se définit simplement par la mise en exploitation du compartiment du puits #1.*

La phase II est évaluée économiquement par les scénarios 10 et 11, qui représentent la limite basse (scénario 10) et la limite haute (scénario 11) des performances envisageables.

Les différences majeures entre les scénarios 10 et 11 sont la capacité productrice du puits #1 et le type de modèle réservoir utilisé.

- Le scénario 10 reflète un puits #1 non amélioré par un frac, tandis que dans le scénario 11, l'hypothèse est que la capacité du #1 serait doublée par un frac.
- Tel qu'expliqué dans la note de Simon Dupéré à Yves Rheault du 23 avril 1997 (jointe en annexe), les scénarios 9 et 10 sont bâtis à partir d'un modèle numérique reflétant l'hétérogénéité des réservoirs.
- Le scénario 11, quant à lui, est basé sur un modèle analytique qui considère les réservoirs homogènes. Les résultats obtenus reflètent donc la limite supérieure des performances envisageables des réservoirs #1 et #3.

### **1.3 Décision d'investissement**

La décision de procéder avec la phase II, soit d'injecter du gaz dans le puits #1, devrait se baser sur la rentabilité marginale de la phase II relativement à la phase I.

Tel qu'explicité dans la section 2 (Scénarios « 1997 ») et la section 3 (Scénarios « ajustés »), la fourchette basse des performances de la phase II, représentée par le scénario 10, est plus rentable que la phase I (scénario 9).

Cette rentabilité « marginale » est donc assez importante pour justifier le passage à la phase II. Le taux de rendement interne sur les investissements additionnels est de 27,0 % après impôts et de 40,9 % avant impôts.

Le frac du puits #1 n'est pas pertinent pour la prise de décision de procéder ou non à la phase II. Si le frac n'améliore pas le puits, nous nous retrouverons avec une rentabilité « marginale » tel que noté ci-haut. Si le frac améliore le puits, la rentabilité sera, naturellement, améliorée.

## 2. SCÉNARIOS 9, 10 ET 11 « 1997 »

### 2.1 Hypothèses

Les hypothèses de base majeures étaient :

#### *Investissements totaux*

- Les investissements totaux, en \$ courants pour chaque scénario étaient de :

Scénario 9	25 200 \$
Scénario 10	29 750 \$
Scénario 11	29 813 \$

- Le coût du gaz coussin utilisé dans les scénarios originaux est basé sur des estimations fournies par Gaz Métropolitain, soit l'achat de gaz d'été à Dawn à 1,90 \$CDN/mcf.

#### *Chronique d'injection de gaz*

- La cédule d'injection de gaz coussin et le développement du volume utile résultant étaient établis comme suit (en mmcf) :

	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Scénario 9</b>					
Gaz coussin	2 207	1 186	742	511	239
Volume utile		840	1 060	1 160	1 220
<b>Scénario 10</b>					
Gaz coussin	2 207	1 911	1 249	876	510
Volume utile		840	1 300	1 460	1 560
<b>Scénario 11</b>					
Gaz coussin	2 440	2 320	890	180	
Volume utile		950	1 950	2 286	2 350

## 2.2 Résumé des analyses économiques

Tel que résumé au tableau ci-joint, les valeurs actuelles nettes (VAN), avant impôts, à un taux d'escompte de 12 % et avec un financement à 75 % de dette des nouveaux actifs étaient de :

	(1 000 \$)
Scénario 9	8 945
Scénario 10	13 606
Scénario 11	27 824

**PROJET ST-FLAVIEN**  
**RENTABILITÉ**  
**PROJET INITIAL**

<b>Scénarios</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
<b>Puits</b>	<b>SF03-SF09 SF10-SF12 frac.</b>	<b>SF03-SF09- SF10-SF12 frac. SF01 frac.</b>	<b>SF03-SF09- SF10-SF12 frac. SF01 frac.</b>
<b>Pointe (mmcf/d)</b>	15,150	19,995	25,830
<b>Vol. utile (bcf)</b>	1,219	1,564	2,350
<b>Gaz coussin injecté (bcf)</b>	4,845	6,750	5,830
<b>Gaz coussin total</b>	7,288	10,310	9,390
<b>Gaz total (bcf)</b>	8,507	11,874	11,740
<b>Ratio V. utile/gaz total</b>	14	13	20
<b>Compression (ch)</b>	1 600	1 600	2 400
<b>Investissements (\$ courants)</b>	25 200	29 750	29 813
<b>Investissements (\$ 1997)</b>	22 663	26 740	27 084
<b>(gaz coussin) (\$ 1997)</b>	(9 270)	(12 817)	(11 035)
<b>Rendement (100 % équité)</b>	15,76%	17,32%	22,79%
<b>VAN à 12 %</b>	6 044	10 159	24 371
<b>VAN à 12 % (75% dette)</b>	8 945	13 606	27 824

Note : Avant impôts

### 3. SCÉNARIOS AJUSTÉS 1998

Suite à la mise en place des infrastructures, du financement avec la banque TD et la SDI, et en fonction d'autres changements dans l'environnement du projet, certaines hypothèses techniques et économiques ont été modifiées. Cette deuxième évaluation économique est datée du 16 juin et le sommaire a été présenté lors du Conseil de STOGAZ du 17 juin dernier.

Lors de la réévaluation, seulement les scénarios 9 et 10 ont été ré-estimés et ceci pour les raisons suivantes :

- Le scénario de « base » de la phase II est le scénario 10. Il est le moins risqué en terme réservoir et en terme d'investissements en infrastructure additionnelle.
- Le scénario 11 représente les performances « ultimes » ou la fourchette supérieure de la phase II. Toutefois, pour atteindre ce niveau de performance, environ 800 CV de compression additionnelle seront requis.
- Tel que discuté précédemment, la décision de passer ou non à la phase II devrait d'abord être centrée sur le scénario 10.
- Cependant, le scénario 10 a toujours eu comme hypothèse de base un frac du puits #1 qui n'améliore pas le rendement du puits. Si le frac du puits #1 améliore ses performances, nous pourrions nous retrouver avec un scénario où nous augmenterions le volume utile à un point de maximiser l'utilisation des infrastructures existantes (c'est-à-dire compression) sans toutefois en rajouter d'autres. Ce cas a aussi été analysé et nommé le scénario 10B.

#### 3.1 Mise à jour des hypothèses

##### *Chronique d'injection de gaz*

- Lors de la commande de gaz coussin à l'été 1997 et face à l'incertitude reliée à l'échéancier et au comportement du réservoir, la cédule d'injection a été déplacée. En somme, 0,207 bcf de moins de gaz coussin ont été commandés pour l'été 1998 en prévision de le commander et de l'injecter à l'été 1999 si le réservoir se comportait tel qu'escompté. La diminution de l'injection de gaz coussin a donc eu pour effet de diminuer le volume utile développé. Les nouvelles cédules d'injection utilisées sont ainsi :

	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Scénario 9 « ajusté »</b>					
Gaz coussin	2 000	1 393	742	511	239
Volume utile		740	1 060	1 160	1 220
<b>Scénario 10 « ajusté »</b>					
Gaz coussin	2 000	2 118	1 249	876	510
Volume utile		740	1 300	1 460	1 560

#### *Infrastructures*

- Les coûts reliés aux infrastructures ont été augmentés pour refléter les dépassements constatés et en fonction de la prévision #11 (20,9 MM\$ en 1998)

#### *Gaz coussin*

- Les hausses marquées des prix du gaz canadien depuis l'été 1997 ont été pris en compte. Ainsi, les nouveaux prix de gaz utilisés sont :

	1999	2000	2001	2002
\$/mcf	2,56	2,66	2,76	2,86
(ancienne prévision)	(2,10)	(2,17)	(2,23)	(2,30)

#### *Coût de la dette*

- Les taux ont été diminués de 9,85 % à :

1998	5,6 %
1999	6,1 %
2000	6,45 %
2001	6,95 %
2002	7,45 %

pour refléter la situation qui prévalait sur le marché au mois de juin.

#### *Date de calcul de la VAN*

- Contrairement aux scénarios de 1997, la VAN a été calculée en date du 30 septembre 1998 compte tenu que la majorité des investissements ont été payés dans les 6 mois précédant cette date.

## 3.2 Résumé des analyses « 1998 »

### *Résultats*

Le tableau de la page suivante résume l'évaluation des scénarios 9 et 10 « ajustés » ainsi que le scénario 10B décrit ci-haut. Les analyses détaillées se retrouvent en annexe.

### *Scénario 9 « ajusté »*

- Il importe de noter que la VAN à 12 % (avant impôts) est passée de  $8\,945\,10^3$  \$ (scénario 9 « 1997 ») à  $8\,237\,10^3$  \$, tandis que les investissements totaux ont augmenté de 2,24 MM\$. C'est essentiellement la diminution importante du coût de la dette ainsi que l'ajustement de la date d'actualisation qui contrebalancent l'impact de l'augmentation importante des investissements.

### *Scénario 10 « ajusté »*

- Les investissements additionnels requis pour passer du scénario 9 « ajusté » au 10 « ajusté » sont de 4,98 MM\$ pour 1,86 bcf de gaz coussin et de 0,5 MM\$ pour la recomplétion et le frac (sans succès) du puits #1.
- L'impact sur la VAN (après impôts) est importante, elle progresse de 1,1 MM\$ à 3,2 MM\$. Ceci représente donc un rendement de 27,8 %, après impôts, sur les 5,5 millions de dollars supplémentaires investis.
- Il est donc évident que si le réservoir du puits #1 se comporte tel que prévu, il est rentable d'investir les 5,5 MM\$ supplémentaires pour passer à la phase II.
- Le passage à la phase II se justifie donc par l'injection de gaz dans le puits #1 et non pas par le frac de ce dernier. Que le frac soit bénéfique ou non n'affecte pas la décision d'investissements supplémentaires.
- L'essai d'injection de  $4,8\,10^6$  m<sup>3</sup> dans le puits #1, effectué en juillet et août 1998, avait justement comme objectif de valider le modèle du comportement du réservoir #1. *Le réservoir du puits #1 s'est comporté tel que prévu*, le risque réservoir est donc contrôlé. Le seul risque majeur qui demeure relié au passage à la phase II est le prix du gaz coussin à injecter.

## STOCKAGE DE SAINT-FLAVIEN

### ÉVALUATION DE LA PHASE II

	#9 ajusté - réservoir #3		#10 ajusté - réservoirs #3 et #1 (SF01 frac sans résultat)		#10B - réservoirs # 3 et #1 (SF01 frac positif)	
	Après impôts	Avant impôts	Après impôts	Avant impôts	Après impôts	Avant impôts
<b>Rentabilité avec dette</b>						
TRI	13,05 %	19,45 %	14,74 %	22,09 %	21,93 %	31,13 %
TRI avec inv. passées	3,66 %	7,14 %	5,16 %	9,08 %	7,63 %	11,73 %
VAN à 12 %	1 105	8 237	3 194	13 169	10 141	22 451
<b>Volumes</b>						
Volume utile (bcf)		1,22		1,56		1,84
Gaz coussin (bcf)		4,89		6,75		5,77
<b>Investissements</b>						
Gaz coussin		10 689		15 673		13 000
Gazoduc		7 350		7 350		7 350
Équipement		8 988		9 488		9 488
Intérêts cap.		410		410		410
+ frais reportés						
<b>TOTAL</b>		<b>27 437</b>		<b>32 421</b>		<b>30 248</b>

Note : ANNÉE      1999      2000      2001      2002  
 PRIX DE GAZ      2,56      2,66      2,76      2,86

#### 4. CONSIDÉRATIONS OPÉRATIONNELLES

Certaines considérations opérationnelles ont un impact important sur le « timing » de la décision de passer à la Phase II ainsi que sur les quantités de gaz à commander.

##### *Pression relative des deux gisements*

La pression dans le compartiment du réservoir #1 est naturellement plus basse que dans le réservoir du puits #3, compte tenu que moins de gaz coussin a été injecté.

Le volume utile soutirable du réservoir #1 sera maximisé seulement lorsque les deux réservoirs seront proches des mêmes pressions. Donc, plus l'injection dans le réservoir #1 est retardée, plus longtemps cela prendra pour arriver à un équilibre de pression entre les deux réservoirs.

##### *Transport du gaz coussin*

Gaz Métropolitain doit connaître nos besoins en transport de gaz coussin le 31 août de chaque année pour l'été qui suit. Compte tenu de l'excédent de transport dont ils disposent présentement, cette date a pu être repoussée au mois de février 1999 pour l'injection de gaz coussin dans le puits #1 à l'été 1999.

##### *Pression dans le réseau de TQM*

La pression garantie de TQM à St-Nicolas est de 4 000 kPa. Toutefois, la pression moyenne observée cette année a été aux alentours de 4 800 kPa. Cette différence de 800 kPa sur 200 jours d'injection représente une différence de l'ordre de  $16 \cdot 10^6 \text{m}^3$ .

##### *Pression de tête en fin de soutirage*

Le modèle présentement utilisé prévoit que nous terminerons le soutirage à une pression de tête d'environ 4 500 kPa. Toutefois, nous pourrions encore soutirer jusqu'à une pression d'environ 2 600 kPa.

Ce paramètre important sera vérifié lors du soutirage de cet hiver. Nous pourrions donc disposer d'une certaine marge opérationnelle additionnelle si le modèle se confirme.

### *Demande provenant de la rive sud*

Le mode d'exploitation prévu pour les premières années était que tout le volume utile soutiré de Saint-Flavien serait livré directement dans le réseau basse pression de SCGM desservant la rive sud. Ce mode d'exploitation nous procurait l'avantage de ne pas avoir à utiliser la compression en fin de cycle.

Toutefois, les prévisions de vente de SCGM ne semblent pas se concrétiser, et il reste à voir si tout notre volume utile restera sur la rive sud (basse pression).

### *« Backhaul » TQM*

Lorsque le gaz soutiré de Saint-Flavien doit embarquer sur le réseau de TQM, un tarif de « backhaul » doit être payé à cette dernière. Ce tarif avait été estimé par Intragaz à 7,12 \$/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> pour fins des analyses économiques. Toutefois, TQM est à faire approuver un tarif de 3,34 \$/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> devant l'Office National de l'Énergie.

Donc, même s'il apparaîtrait que nous devrions acheminer le gaz sur le réseau plus tôt que prévu, l'impact financier sera minime à court terme et avantageux à long terme.

### *Formation d'hydrates*

Tel qu'expliqué au Conseil du 17 juin dernier, les paramètres d'exploitation du réservoir (pression et température) se situent dans la plage de formation d'hydrates.

Toutefois, nous ne pensons pas en former compte tenu du fait que nous injectons un gaz très sec. Nous avons quand même prévu l'injection de méthanol en surface pour empêcher la formation en tête de puits et dans les installations de surface. Advenant la formation d'hydrates dans le puits, quoique peu probable, ceci nous amènerait à modifier notre mode d'exploitation et possiblement la complétion des puits

### *Prix du gaz*

Les hausses importantes des prix de gaz canadien, jumelées à l'incertitudes sur les tendances futures, représentent un risque important. Les prix été 99 sont présentement à .14 \$/mpc au-dessus de nos prévisions (+50 000 \$) tandis que les prix été 2000 sont à .07 \$/mpc inférieurs (-90 000 \$).

# **ANNEXE 1**

## **RÉSUMÉ DE RISQUES DU PROJET SAINT-FLAVIEN**

**PROJET PILOTE ST-FLAVIEN  
(S. D., AVRIL 1997)**

**RISQUES**

<b>Scénario :</b>	9	10	11
<b>Probabilité de succès :</b>	90 %	70 % à 80 %	45 % à 65 %

Le scénario 9 utilise quatre puits du réservoir #3, c'est-à-dire les SF03, SF09, SF10 et SF12. Le puits SF12 doit être stimulé.

Le scénario 10 utilise quatre puits du réservoir #3, c'est-à-dire les SF03, SF09, SF10 et SF12 et le puits SF01 du réservoir #1. Les puits SF12 et SF01 doivent être stimulés.

Le scénario 11 utilise les mêmes puits que le scénario 10, mais avec le puits SF01 de capacité supérieure. De plus, le modèle utilisé pour évaluer les performances est homogène, donc plus optimiste que pour les scénarios 9 et 10.

**PROJET PILOTE ST-FLAVIEN  
(S. D., AVRIL 1997)**

**RISQUES**

**Scénario :** 9 révisé en avril 1997

**Puits :** SF03, SF09, SF10 et SF12 frac.

**Volume utile :** 1,219 bcf

**Probabilité de succès :** 90 %

**Risques :**

1. Capacité d'injection et de soutirage des quatre puits

- Le puits SF12 doit être stimulé pour obtenir des capacités équivalentes au SF09. Les chances de succès reliées à une telle opération sont excellentes.
- La capacité des SF03, SF09 et SF10 est très bien connue à basse pression et à faible débit. L'incertitude reliée aux performances de ces puits s'accroît à haute pression et à fort débit. Cependant, les techniques utilisées pour calculer la capacité à forte pression et à fort débit ont été prises en compte. L'incertitude est donc minimisée.

2. Comportement du réservoir #3

- La configuration du réservoir #3 est bien connue dans la région des quatre puits, ce qui équivaut à 15 % du gisement.
- Pour palier à ce manque d'information, un modèle numérique conservateur a été utilisé pour caler la production du SF03 ainsi que les tests de production des SF09 et SF10. Basées sur ce modèle, les prévisions ont été effectuées.
- Pour obtenir les performances désirées, la pression moyenne du gisement sera à 2 800 psi soit 1,4 fois la pression d'origine. Localement sur les puits d'injection, la pression pourra atteindre 3 250 psi. La distribution de la pression ne sera pas homogène dans le réservoir en raison de sa faible perméabilité et de sa complexité. Le modèle numérique utilisé en tient compte.

3. Commercial

- Les coûts du pipeline et de la compression sont basés sur des soumissions fermes.
- Le coût du gaz coussin est basé sur des soumissions fermes.

**PROJET PILOTE ST-FLAVIEN  
(S. D., AVRIL 1997)**

**RISQUES**

**Scénario :** 10 révisé en avril 1997

**Puits :** SF01 frac., SF03, SF09, SF10 et SF12 frac.

**Volume utile :** 1,564 bcf

**Probabilité de succès :** 70 à 80 %

**Risques :**

1. Capacité d'injection et de soutirage des puits

- Le puits SF12 doit être stimulé pour obtenir des capacités équivalentes au SF09. Les chances de succès reliées à une telle opération sont excellentes.
- La capacité des SF03, SF09 et SF10 est très bien connue à basse pression et à faible débit. L'incertitude reliée aux performances de ces puits s'accroît à haute pression et à fort débit. Cependant, les techniques utilisées pour calculer la capacité à forte pression et à fort débit ont été prises en compte. L'incertitude est donc minimisée.
- Le puits SF01 sera stimulé. Dans le scénario, on fait l'hypothèse que la stimulation n'améliorera pas le puits. Il y a un risque plus élevé à stimuler ce puits, car la zone sous-jacente à la zone productrice rencontrée dans ce puits est saturée en eau et pourrait compromettre les résultats de l'opération.

2. Comportement des réservoirs #1 et #3

- Les risques associés au comportement du réservoir #3 sont les mêmes que pour le scénario 9.
- Par contre, les risques associés au comportement du réservoir #1 sont beaucoup plus élevés, car seulement un puits a perforé ce compartiment.
- Un modèle numérique a aussi été construit et utilisé pour évaluer les performances.

3. Commercial

- Les coûts du pipeline et de la compression sont basés sur des soumissions fermes.
- Le coût du gaz coussin est basé sur des soumissions fermes.

**PROJET PILOTE ST-FLAVIEN  
(S. D., AVRIL 1997)**

**RISQUES**

**Scénario :** 11 révisé en avril 1997

**Puits :** SF01 frac., SF03, SF09, SF10 et SF12 frac.

**Volume utile :** 2,35 bcf

**Probabilité de succès :** 45 à 65 %

**Risques :**

1. Capacité d'injection et de soutirage des puits

- Le puits SF12 doit être stimulé pour obtenir des capacités équivalentes au SF09. Les chances de succès reliées à une telle opération sont excellentes.
- La capacité des SF03, SF09 et SF10 est très bien connue à basse pression et à faible débit. L'incertitude reliée aux performances de ces puits s'accroît à haute pression et à fort débit. Cependant, les techniques utilisées pour calculer la capacité à forte pression et à fort débit ont été prises en compte. L'incertitude est donc minimisée.
- Le puits SF01 sera stimulé, et la capacité escomptée sera du double de la capacité existante du puits. Les risques d'obtenir de tels résultats sont élevés, car une zone saturée en eau est sous-jacente à la zone productrice.

2. Comportement des réservoirs #1 et #3

- Ce scénario est considéré optimiste, car il est basé sur un modèle analytique qui considère les réservoirs #1 et #3 homogènes. Cette approche donne la fourchette supérieure de la qualité des réservoirs.

3. Commercial

- Les coûts du pipeline et de la compression sont basés sur des soumissions fermes.
- Le coût du gaz coussin est basé sur des soumissions fermes.

## **ANNEXE 2**

### **PROFORMA DES ANALYSES ÉCONOMIQUES (après impôts, 17 juin 1998)**









16 JUIN 1998  
3:36 PM  
ST-FLAVIEN

R.S. ST-FLAVIEN  
FLUX MONÉTAIRES DISPONIBLES AUX ACTIONNAIRES  
AU 30 SEPTEMBRE  
(En milliers de dollars)

Scénario: Sajusté

4

	1986	1987	1988	1989	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Mises de fonds	0	(423)	(5,019)	(718)	(494)	(353)	(171)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendes reçus	0	0	579	720	548	(400)	157	708	761	833	922	(3,832)	4,128	4,252	4,380	4,511	4,647	4,766	4,930	5,077	5,230	5,387	5,544
Taxe sur le capital et impôts des grandes sociétés	0	(165)	(335)	(349)	(356)	(358)	(354)	(343)	(333)	(322)	(312)	(302)	(291)	(281)	(271)	(261)	(251)	(242)	(232)	(222)	(212)	(202)	(192)
Impôts sur le revenu	0	(588)	(4,775)	(347)	(302)	(1,111)	(368)	365	428	510	610	(4,133)	3,837	3,971	4,108	4,250	4,395	4,544	4,698	4,856	5,018	5,185	5,352
FLUX MONÉTAIRE	0	(588)	(4,775)	(347)	(302)	(1,111)	(368)	365	428	510	610	(4,133)	3,837	2,694	2,632	2,699	2,773	2,853	2,939	3,029	3,124	3,224	3,324

13.05%

TAUX DE RENDEMENT INTERNE (\$96)

3.66%

TAUX DE RENDEMENT INTERNE\* (\$98)

VALEUR ACTUELLE NETTE (septembre 30 1998)

Flux monétaire à 8.0%	0	(588)	(4,775)	(321)	(259)	(662)	(270)	248	270	298	330	(2,068)	1,777	1,155	1,045	992	944	899	858	819	782	747	712	677
VAN	8,072																							
Flux monétaire à 10.0%	0	(588)	(4,775)	(315)	(249)	(634)	(251)	227	242	262	285	(1,753)	1,479	944	839	782	730	683	640	599	562	521	481	441
VAN	3,938																							
Flux monétaire à 12.0%	0	(588)	(4,775)	(310)	(240)	(791)	(234)	207	217	231	246	(1,491)	1,235	774	676	618	567	521	479	441	406	374	342	310
VAN	1,105																							
Flux monétaire à 14.0%	0	(588)	(4,775)	(304)	(232)	(750)	(218)	190	195	204	214	(1,271)	1,035	637	546	491	443	400	361	327	295	267	239	211
VAN	(866)																							
Flux monétaire à 17.5%	0	(588)	(4,775)	(295)	(218)	(685)	(193)	163	163	165	168	(968)	765	457	380	332	290	254	223	195	171	151	131	111
VAN	(3,030)																							
Flux monétaire à 20.0%	0	(588)	(4,775)	(289)	(209)	(643)	(177)	147	143	142	142	(801)	620	363	295	252	216	185	159	137	117	101	85	70
VAN	(3,965)																							

\*En tenant compte des investissements déjà faits

16 JUIN 1998 3:36 PM ST-FLAVIEN		R.S-ST-FLAVIEN IMPOTS SUR LE REVENU (ACTIONNAIRES) AU 30 SEPTEMBRE (En milliers de dollars)																Scénario: 9ajusté				
		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Bénéfice avant amortissement		0	(148)	(504)	354	682	968	1,192	1,449	1,710	1,989	2,338	2,950	3,099	3,227	3,359	3,495	3,634	3,778	3,927	4,079	4,237
Amortissement comptable		0	567	1,237	1,237	1,237	1,237	1,225	1,211	1,211	1,211	1,211	1,190	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164
Allocation du coût en capital		0	(3,907)	(5,227)	(4,052)	(3,164)	(2,493)	(1,947)	(1,524)	(1,229)	(1,003)	(829)	(695)	(590)	(508)	(443)	(391)	(349)	(315)	(286)	(263)	(242)
BENEFICE IMPOSABLE		0	(3,489)	(4,493)	(2,461)	(1,244)	(288)	470	1,136	1,692	2,197	2,720	3,444	3,673	3,893	4,080	4,267	4,449	4,628	4,804	4,981	5,159
Provision pour impôts brute		0	(1,326)	(1,708)	(936)	(473)	(109)	179	432	643	835	1,034	1,309	1,396	1,476	1,551	1,622	1,692	1,759	1,827	1,894	1,961
Provision pour impôts nette		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,277	1,476	1,551	1,622	1,692	1,759	1,827	1,894	1,961

16 JUIN 1998 3:36 PM ST-FLAVIEN		R.S-ST-FLAVIEN IMPÔT SUR LE REVENU (ACTIONNAIRES ET CRÉANCIERS) AU 30 SEPTEMBRE (En milliers de dollars)																				
		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Bénéfice avant amortissement et frais financiers		0	828	1,803	2,814	3,209	3,480	3,571	3,678	3,788	3,902	4,019	4,139	4,263	4,391	4,523	4,659	4,799	4,942	5,091	5,243	5,401
Amortissement fiscal		0	567	1,237	1,237	1,237	1,237	1,225	1,211	1,211	1,211	1,211	1,190	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164
Taxe sur le capital		0	(3,907)	(5,227)	(4,052)	(3,164)	(2,493)	(1,947)	(1,524)	(1,229)	(1,003)	(829)	(695)	(590)	(508)	(443)	(391)	(349)	(315)	(286)	(263)	(242)
BENEFICE IMPOSABLE		0	4,168	5,793	5,628	5,136	4,735	4,293	3,991	3,806	3,694	3,637	3,645	3,690	3,735	3,802	3,886	3,984	4,093	4,213	4,342	4,479
Provision pour impôts brute		0	1,585	2,202	2,140	1,953	1,800	1,632	1,517	1,447	1,404	1,383	1,386	1,403	1,420	1,448	1,477	1,515	1,556	1,602	1,651	1,703
Provision pour impôts nette		0	1,585	2,202	2,140	1,953	1,800	1,632	1,517	1,447	1,404	1,383	1,386	1,403	1,420	1,448	1,477	1,515	1,556	1,602	1,651	1,703

## AMORTISSEMENT COMPTABLE

## ACQUISITIONS

Biens amortissables sur 30 ans  
Biens amortissables sur 20 ans  
Biens amortissables sur 10 ans  
Biens amortissables sur 5 ans  
Frais reportés amortissables 10 ans  
Frais reportés amortissables 30 ans  
Terrains  
Gaz coussin  
Total

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
18,564	225	14,343	(0)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	40	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	10	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	125	1,075	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18,650	423	3,728	2,870	1,974	1,410	1,410	684	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## IMMOBILISATIONS AU DÉBUT

Biens amortissables sur 30 ans  
Biens amortissables sur 20 ans  
Biens amortissables sur 10 ans  
Biens amortissables sur 5 ans  
Frais reportés amortissables 10 ans  
Frais reportés amortissables 30 ans  
Terrains  
Gaz coussin  
Total

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
18,564	18,564	18,789	32,628	31,521	30,417	29,313	28,208	27,104	25,999	24,895	23,791	22,686	21,582	20,477	19,373	18,269	17,164	16,060	14,955	13,851	12,747	12,747
0	0	0	313	287	281	265	249	233	217	201	185	169	153	137	121	105	89	73	57	41	25	25
0	0	0	0	105	94	83	72	61	50	39	28	17	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	118	92	66	40	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	40	344	308	272	236	200	164	128	92	56	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	65	75	113	109	106	102	98	94	90	86	83	79	75	71	67	63	60	56	52	48	44	44
0	0	125	1,182	1,142	1,102	1,062	1,022	982	942	902	862	822	782	742	702	662	622	582	542	502	462	462
21	21	21	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
18,650	18,650	19,073	38,562	40,215	40,952	41,124	40,571	39,346	38,135	36,923	35,712	34,501	33,311	32,147	30,983	29,818	28,654	27,490	26,326	25,162	23,997	23,997

## AMORTISSEMENT COMPTABLE

Biens amortissables sur 30 ans  
Biens amortissables sur 20 ans  
Biens amortissables sur 10 ans  
Biens amortissables sur 5 ans  
Frais reportés amortissables 10 ans  
Frais reportés amortissables 30 ans  
Terrains  
Gaz coussin  
Total

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
30	0	0	506	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104	1,104
20	0	0	7	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
10	0	0	5	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
5	0	0	12	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
10	0	0	17	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
30	0	0	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
30	0	0	18	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	567	1,237	1,237	1,237	1,237	1,225	1,211	1,211	1,211	1,211	1,180	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164

## IMMOBILISATION A LA FIN

Biens amortissables sur 30 ans  
Biens amortissables sur 20 ans  
Biens amortissables sur 10 ans  
Biens amortissables sur 5 ans  
Frais reportés amortissables 10 ans  
Frais reportés amortissables 30 ans  
Terrains  
Gaz coussin  
Total

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
18,564	18,789	32,626	31,521	30,417	29,313	28,208	27,104	25,999	24,895	23,791	22,686	21,582	20,477	19,373	18,269	17,164	16,060	14,955	13,851	12,747	11,642	11,642
0	0	313	297	281	265	249	233	217	201	185	169	153	137	121	105	89	73	57	41	25	25	25
0	0	0	105	94	83	72	61	50	39	28	17	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	118	92	66	40	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	40	344	308	272	236	200	164	128	92	56	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	75	113	109	106	102	98	94	90	86	83	79	75	71	67	63	60	56	52	48	44	44	44
0	125	1,182	1,142	1,102	1,062	1,022	982	942	902	862	822	782	742	702	662	622	582	542	502	462	462	462
21	21	21	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
18,650	19,073	38,562	40,215	40,952	41,124	40,571	39,346	38,135	36,923	35,712	34,501	33,311	32,147	30,983	29,818	28,654	27,490	26,326	25,162	23,997	23,997	23,997





	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
<b>TAUX</b>																								
<i>Taux d'inflation</i>																								
Tarifs de stockage	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Investissements (\$98)	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Dépenses (\$96)	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
<i>Taux d'inflation composé</i>																								
Tarifs de stockage (\$96)	1.1255	1.1593	1.1853	1.2208	1.2574	1.2952	1.3340	1.3740	1.4153	1.4577	1.5015	1.5465	1.5929	1.6407	1.6899	1.7406	1.7928	1.8466	1.9020	1.9591	2.0178			
Investissements (\$98)	1.0000	1.0000	1.0300	1.0609	1.0927	1.1255	1.1593	1.1941	1.2299	1.2668	1.3048	1.3439	1.3842	1.4258	1.4685	1.5126	1.5580	1.6047	1.6528	1.7024	1.7535			
Dépenses (\$96)	1.0149	1.0453	1.0767	1.1090	1.1423	1.1765	1.2118	1.2482	1.2856	1.3242	1.3639	1.4048	1.4470	1.4904	1.5351	1.5812	1.6286	1.6775	1.7278	1.7796	1.8330	1.8880		
Taux d'impôt	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%
Taxe sur le capital	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%
Impôt sur les grandes sociétés	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%
<i>Taux d'emprunt</i>																								
Acceptations bancaires AB	5.00%	5.50%	6.00%	6.50%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%
Frais d'estampillage	0.60%	0.60%	0.60%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%	0.45%
Coût de la dette	5.60%	5.60%	6.10%	6.45%	6.95%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%
Frais d'attente	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%
Frais SDI	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%

35.301 Metres cubes

Mcf





31 AOÛT 1998  
3:24 PM  
ST-FLAVIEN

R-S-ST-FLAVIEN  
ÉTAT DES RÉSULTATS  
AU 30 SEPTEMBRE  
(En milliers de dollars)

Scénario: 10a

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>REVENUS</b>																					
Service de base	0	944	2 205	3 988	4 626	5 093	5 246	5 404	5 566	5 733	5 905	6 082	6 264	6 452	6 646	6 845	7 051	7 262	7 480	7 704	7 935
Service excédentaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service d'injection	0	135	172	141	130	114	89	91	94	97	100	103	108	109	112	116	119	123	126	130	134
Service de soutirage	0	0	0	11	13	14	15	15	16	18	17	17	18	18	19	19	20	20	21	22	22
	0	1 079	2 384	4 139	4 769	5 222	5 350	5 510	5 675	5 846	6 021	6 202	6 388	6 579	6 777	6 980	7 190	7 405	7 627	7 856	8 092
<b>DEPENSES</b>																					
Coûts d'opération	0	231	493	507	523	538	554	571	588	606	624	643	662	682	702	723	745	767	791	814	839
Coûts de ligne	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Backhaul	0	0	0	36	57	81	75	72	62	45	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Taxe municipale	0	5	11	11	11	12	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18
Retenue - Gvt du Québec	0	15	30	31	33	35	36	37	39	40	41	42	43	45	46	47	49	50	52	53	55
Frais financiers	0	410	1 114	1 349	1 487	1 503	1 359	1 198	1 020	825	550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	661	1 648	1 935	2 111	2 169	2 037	1 892	1 722	1 528	1 269	739	760	782	804	827	851	875	900	928	952
<b>BENEFICE AVANT AMORTISSEMENT</b>	0	418	736	2 205	2 659	3 053	3 312	3 619	3 953	4 318	4 752	5 462	5 627	5 797	5 973	6 153	6 339	6 530	6 727	6 930	7 139
Amortissement	0	567	1 237	1 237	1 237	1 237	1 225	1 211	1 211	1 211	1 211	1 190	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 184	1 164	1 164	1 164
<b>BENEFICE NET</b>	0	(149)	(501)	968	1 421	1 815	2 087	2 407	2 742	3 106	3 541	4 273	4 463	4 633	4 808	4 989	5 175	5 366	5 563	5 768	5 9



	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
<b>ACTIF</b>																							
Encaisse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Débiteurs	0	0	180	199	345	397	435	446	459	473	487	502	517	532	548	565	582	599	617	636	655	674	0
Réserve	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Immobilisations	18 650	19 073	39 149	43 872	47 194	49 612	51 071	51 071	51 071	51 071	51 071	51 071	51 071	51 071	51 071	51 071	51 071	51 071	51 071	51 071	51 071	51 071	0
moins: Amortissement cumulé	0	0	567	1 804	3 042	4 279	5 516	6 741	7 953	9 164	10 375	11 586	12 776	13 940	15 104	16 269	17 433	18 597	19 761	20 926	22 090	23 254	0
	18 650	19 073	38 782	42 266	44 497	45 731	45 990	44 776	43 578	42 380	41 183	39 987	38 812	37 663	36 515	35 367	34 220	33 073	31 927	30 781	29 636	28 491	0
<b>PASSIF ET EQUITE</b>																							
Marge de crédit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Créditeurs	0	0	23	24	28	30	33	33	34	34	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	0
Dettes à long terme	0	0	15 374	18 917	20 402	19 900	18 112	16 099	13 863	11 404	8 720	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
	0	0	15 397	18 940	20 429	19 931	18 145	16 133	13 897	11 438	8 754	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	0
Parts des sociétaires	18 650	19 073	24 092	25 273	26 103	26 708	27 073	27 073	27 073	27 073	27 073	27 073	27 073	27 073	27 073	27 073	27 073	27 073	27 073	27 073	27 073	27 073	0
Bénéfices non repartis	0	0	(727)	(1 947)	(2 035)	(908)	773	1 570	2 608	3 870	5 357	12 880	11 705	10 555	9 406	8 257	7 109	5 961	4 813	3 666	2 520	1 374	0
	18 650	19 073	23 365	23 326	24 068	25 800	27 846	28 643	29 681	30 943	32 429	39 953	38 777	37 627	36 478	35 329	34 181	33 033	31 886	30 739	29 593	28 447	0
	18 650	19 073	38 762	42 266	44 497	45 731	45 990	44 776	43 578	42 380	41 183	39 987	38 812	37 663	36 515	35 367	34 220	33 073	31 927	30 781	29 636	28 447	0

FLUX MONÉTAIRES DISPONIBLES AUX ACTIONNAIRES

AU 30 SEPTEMBRE (En milliers de dollars)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Mises de fonds	0	(423)	(5 019)	(1 181)	(831)	(605)	(365)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendes reçus	0	0	578	718	1 058	294	135	1 290	1 370	1 480	1 620	(3 982)	5 448	5 613	5 762	5 957	6 137	6 322	6 513	6 710	6 912	7 121	7 121
Taxe sur le capital et impôts des grandes sociétés	0	(165)	(335)	(365)	(385)	(395)	(398)	(387)	(377)	(368)	(356)	(346)	(335)	(325)	(316)	(308)	(296)	(286)	(276)	(266)	(256)	(246)	(246)
Impôts sur le revenu	0	0	(4 776)	(828)	(159)	(706)	(628)	903	993	1 114	1 264	(4 328)	5 113	5 287	5 467	5 652	5 841	6 037	6 237	6 444	6 656	6 875	6 875
FLUX MONÉTAIRE	0	(588)	(4 776)	(828)	(159)	(706)	(628)	903	993	1 114	1 264	(5 715)	3 300	3 372	3 456	3 549	3 651	3 759	3 874	3 995	4 121	4 253	4 253

TAUX DE RENDEMENT INTERNE (\$98) 15.17%

TAUX DE RENDEMENT INTERNE\* (\$98) 5.25%

VALEUR ACTUELLE NETTE (septembre 30 1998)

Flux monétaire à 8.0%

VAN 12.734

Flux monétaire à 10.0%

VAN 7.313

Flux monétaire à 12.0%

VAN 3.592

Flux monétaire à 14.0%

VAN 998

Flux monétaire à 17.5%

VAN (1.865)

Flux monétaire à 20.0%

VAN (3.113)

0	(588)	(4 776)	(766)	(136)	(561)	(461)	614	626	650	683	(2 859)	1 529	1 446	1 372	1 305	1 243	1 185	1 131	1 080	1 031	985	985
																			Valeur résiduelle			34 531

0	(588)	(4 776)	(753)	(132)	(530)	(429)	560	561	572	590	(2 424)	1 272	1 182	1 101	1 028	961	900	843	790	741	695	695
																			Valeur résiduelle			31 4

0	(588)	(4 776)	(739)	(127)	(503)	(399)	512	503	504	510	(2 061)	1 063	969	887	813	747	667	632	582	536	494	494
																			Valeur résiduelle			28 809

0	(588)	(4 776)	(726)	(122)	(477)	(372)	469	452	445	443	(1 757)	890	798	717	646	583	527	476	431	390	353	353
																			Valeur résiduelle			26 478

0	(588)	(4 776)	(704)	(115)	(435)	(329)	403	377	360	348	(1 339)	658	572	498	436	382	335	293	258	228	199	199
																			Valeur résiduelle			23 052

0	(588)	(4 776)	(690)	(111)	(409)	(303)	363	333	311	294	(1 108)	533	454	368	332	284	244	210	180	155	133	133
																			Valeur résiduelle			21 018

31 AOUT 1998  
3:24 PM  
ST-FLAVIEN

R.S-ST-FLAVIEN  
IMPOTS SUR LE REVENU(ACTIONNAIRES)  
AU 30 SEPTEMBRE  
(En milliers de dollars)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Bénéfice avant amortissement	0	(149)	(501)	968	1 421	1 815	2 087	2 407	2 742	3 106	3 541	4 273	4 463	4 633	4 808	4 989	5 175	5 366	5 563	5 766	5 975
Amortissement comptable	0	567	1 237	1 237	1 237	1 237	1 225	1 211	1 211	1 211	1 211	1 190	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164
Allocation du coût en capital	0	(3 907)	(5 227)	(4 052)	(3 164)	(2 493)	(1 947)	(1 524)	(1 229)	(1 003)	(829)	(695)	(590)	(508)	(443)	(391)	(349)	(315)	(286)	(263)	(242)
<b>BENEFICE IMPOSABLE</b>	<b>0</b>	<b>(3 489)</b>	<b>(4 491)</b>	<b>(1 847)</b>	<b>(506)</b>	<b>560</b>	<b>1 365</b>	<b>2 094</b>	<b>2 724</b>	<b>3 314</b>	<b>3 923</b>	<b>4 767</b>	<b>5 037</b>	<b>5 289</b>	<b>5 529</b>	<b>5 762</b>	<b>5 989</b>	<b>6 215</b>	<b>6 441</b>	<b>6 688</b>	<b>6 897</b>
Provision pour impôts brute	0	(1 326)	(1 707)	(702)	(192)	213	518	796	1 036	1 260	1 491	1 813	1 915	2 011	2 102	2 191	2 277	2 363	2 449	2 535	2 622
Provision pour impôts nette	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 387	1 813	1 915	2 011	2 102	2 191	2 277	2 363	2 449	2 535	2 622

Schéma: 10a

31 AOUT 1998  
3:24 PM  
ST-FLAVIEN

R.S-ST-FLAVIEN  
IMPÔT SUR LE REVENU (ACTIONNAIRES ET CRÉANCIERS)  
AU 30 SEPTEMBRE  
(En milliers de dollars)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Bénéfice avant amortissement et frais financiers	0	828	1 850	3 554	4 145	4 558	4 672	4 817	4 974	5 142	5 302	5 462	5 627	5 797	5 973	6 153	6 339	6 530	6 727	6 930	7 141
Amortissement fiscal	0	567	1 237	1 237	1 237	1 237	1 225	1 211	1 211	1 211	1 211	1 190	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164
Taxe sur le capital	0	(3 907)	(5 227)	(4 052)	(3 164)	(2 493)	(1 947)	(1 524)	(1 229)	(1 003)	(829)	(695)	(590)	(508)	(443)	(391)	(349)	(315)	(286)	(263)	(242)
<b>BENEFICE IMPOSABLE</b>	<b>0</b>	<b>4 167</b>	<b>5 839</b>	<b>6 369</b>	<b>6 072</b>	<b>5 811</b>	<b>5 394</b>	<b>5 130</b>	<b>4 992</b>	<b>4 934</b>	<b>4 920</b>	<b>4 968</b>	<b>5 054</b>	<b>5 141</b>	<b>5 252</b>	<b>5 380</b>	<b>5 524</b>	<b>5 681</b>	<b>5 849</b>	<b>6 029</b>	<b>6 217</b>
Provision pour impôts brute	0	1 584	2 220	2 421	2 309	2 209	2 051	1 950	1 898	1 876	1 871	1 889	1 921	1 955	1 997	2 046	2 100	2 160	2 224	2 292	2 364
Provision pour impôts nette	0	1 584	2 220	2 421	2 309	2 209	2 051	1 950	1 898	1 876	1 871	1 889	1 921	1 955	1 997	2 046	2 100	2 160	2 224	2 292	2 364

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>AMORTISSEMENT COMPTABLE</b>																						
<b>ACQUISITIONS</b>																						
Biens amortissables sur 30 ans	18 564	225	14 343	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biens amortissables sur 20 ans	0	0	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biens amortissables sur 10 ans	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biens amortissables sur 5 ans	0	0	130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais reportés amortissables 10 ans	65	40	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais reportés amortissables 30 ans	0	125	1 075	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais à répartir	21	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terrains	0	23	3 728	4 723	3 322	2 418	1 459	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaz coussin	18 650	423	20 076	4 723	3 322	2 418	1 459	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	18 564	18 564	18 789	32 626	31 521	30 417	29 313	28 208	27 104	25 999	24 895	23 791	22 686	21 582	20 477	19 373	18 269	17 164	16 060	14 955	13 851	12 747
<b>IMMOBILISATIONS AU DÉBUT</b>																						
Biens amortissables sur 30 ans	0	0	0	313	297	281	265	249	233	217	201	185	169	153	137	121	105	89	73	57	41	26
Biens amortissables sur 20 ans	0	0	0	0	105	83	72	61	50	39	28	17	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biens amortissables sur 10 ans	0	0	0	118	92	66	40	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biens amortissables sur 5 ans	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais reportés amortissables 10 ans	65	65	40	344	308	272	236	200	164	128	92	56	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais reportés amortissables 30 ans	0	125	1 182	1 142	1 109	1 062	1 022	982	942	902	862	822	782	742	702	662	622	582	542	502	462	422
Frais à répartir	21	21	21	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Terrains	0	0	23	3 751	8 474	11 796	14 214	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673
Gaz coussin	18 650	19 073	38 582	42 068	44 153	45 333	45 555	44 330	43 119	41 907	40 696	39 485	38 295	37 131	35 967	34 802	33 638	32 474	31 310	30 146	28 981	27 817
Total	30	20	10	5	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>AMORTISSEMENT COMPTABLE</b>																						
<b>AMORTISSEMENT COMPTABLE</b>																						
Biens amortissables sur 30 ans	0	0	506	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104	1 104
Biens amortissables sur 20 ans	0	0	7	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Biens amortissables sur 10 ans	0	0	5	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Biens amortissables sur 5 ans	0	0	12	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Frais reportés amortissables 10 ans	30	0	17	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Frais reportés amortissables 30 ans	0	0	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Frais à répartir	0	0	18	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Terrains	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaz coussin	0	0	567	1 237	1 237	1 237	1 237	1 225	1 211	1 211	1 211	1 211	1 190	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164	1 164
Total	18 564	18 789	32 626	31 521	30 417	29 313	28 208	27 104	25 999	24 895	23 791	22 686	21 582	20 477	19 373	18 269	17 164	16 060	14 955	13 851	12 747	11 642
<b>IMMOBILISATION A LA FIN</b>																						
<b>IMMOBILISATION A LA FIN</b>																						
Biens amortissables sur 30 ans	0	0	313	297	281	265	249	233	217	201	185	169	153	137	121	105	89	73	57	41	25	9
Biens amortissables sur 20 ans	0	0	105	83	72	61	50	39	28	17	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biens amortissables sur 10 ans	0	0	118	92	66	40	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biens amortissables sur 5 ans	0	0	110	92	66	40	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frais reportés amortissables 10 ans	65	75	113	109	106	102	98	94	90	86	83	79	75	71	67	63	60	56	52	48	44	40
Frais reportés amortissables 30 ans	0	125	1 182	1 142	1 102	1 062	1 022	982	942	902	862	822	782	742	702	662	622	582	542	502	462	422
Frais à répartir	21	21	21	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Terrains	0	23	3 751	8 474	11 796	14 214	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673	15 673
Gaz coussin	18 650	19 073	38 582	42 068	44 153	45 333	45 555	44 330	43 119	41 907	40 696	39 485	38 295	37 131	35 967	34 802	33 638	32 474	31 310	30 146	28 981	27 817
Total	18 650	19 073	38 582	42 068	44 153	45 333	45 555	44 330	43 119	41 907	40 696	39 485	38 295	37 131	35 967	34 802	33 638	32 474	31 310	30 146	28 981	27 817





	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
<b>TAUX</b>																								
<i>Taux d'inflation</i>				3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tarifs de stockage				0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Investissements (\$98)				3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Dépenses (\$96)				3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
<i>Taux d'inflation composé</i>																								
Tarifs de stockage (\$96)				1.1255	1.1583	1.1853	1.2208	1.2574	1.2952	1.3340	1.3740	1.4153	1.4577	1.5015	1.5465	1.5929	1.6407	1.6899	1.7406	1.7928	1.8466	1.9020	1.9591	2.0178
Investissements (\$98)	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0500	1.0609	1.0927	1.1255	1.1593	1.1941	1.2299	1.2668	1.3048	1.3439	1.3842	1.4258	1.4685	1.5126	1.5580	1.6047	1.6528	1.7024	1.7535	1.8060
Dépenses (\$96)	1.0149	1.0453	1.0767	1.1090	1.1423	1.1765	1.2118	1.2482	1.2856	1.3242	1.3639	1.4048	1.4470	1.4904	1.5351	1.5812	1.6286	1.6775	1.7278	1.7796	1.8330	1.8880	1.9440	2.0010
Taux d'impôt	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%
Taxe sur le capital	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%
Impôt sur les grandes sociétés	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%
<i>Taux d'emprunt</i>																								
Acceptations bancaires AB	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%
Frais d'estampillage	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%
Coût de la dette	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%	5.60%
Frais d'attente	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%
Frais SDI	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%

35.301 Metres cubes

Mcf





16 JUIN 1998  
3:24 PM  
ST-FLAVIEN

R.S ST-FLAVIEN  
ETAT DES RESULTATS  
AU 30 SEPTEMBRE  
(En milliers de dollars)

Scénario: 10b

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>REVENUS</b>	0	944	2,205	4,575	5,392	5,990	6,169	6,355	6,545	6,742	6,944	7,152	7,367	7,588	7,815	8,050	8,291	8,540	8,796	9,060	9,332
Service de base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service excédentaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Service d'injection	0	135	172	141	130	114	104	107	111	114	117	121	124	128	132	136	140	144	149	153	158
Service de soutirage	0	0	6	13	15	17	17	18	18	19	20	20	21	21	22	23	23	24	25	26	26
	0	1,079	2,384	4,728	5,538	6,121	6,291	6,480	6,674	6,874	7,081	7,293	7,512	7,737	7,969	8,208	8,455	8,708	8,970	9,239	9,516
<b>DEPENSES</b>	0	231	493	507	523	538	554	571	588	606	624	643	662	682	702	723	745	767	791	814	839
Coûts d'opération	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de ligne	0	0	0	36	57	81	75	72	62	45	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Backhaul	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe municipale	0	5	11	11	11	12	12	12	13	13	14	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18
Redevance - Gvt du Québec	0	15	30	31	33	35	36	37	39	40	41	42	43	45	46	47	49	50	52	53	55
Frais financiers	0	412	1,126	1,334	1,463	1,496	1,359	1,198	1,020	825	550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	664	1,660	1,919	2,087	2,163	2,037	1,892	1,722	1,528	1,269	739	760	782	804	827	851	875	900	926	952
<b>BENEFICE AVANT AMORTISSEMENT</b>	0	415	724	2,809	3,450	3,958	4,254	4,588	4,952	5,346	5,812	6,554	6,751	6,955	7,165	7,381	7,604	7,833	8,069	8,313	8,56
Amortissement	0	575	1,254	1,254	1,254	1,254	1,242	1,228	1,228	1,228	1,228	1,206	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181
<b>BENEFICE NET</b>	0	(160)	(530)	1,555	2,196	2,704	3,012	3,360	3,724	4,118	4,584	5,347	5,571	5,774	5,984	6,200	6,423	6,652	6,889	7,132	7,382

Ratio couverture du service de la dette (> 1.2:1.0) 2.01 1.64 1.77 1.68 1.66 1.66 1.66 1.68 1.72 1.76 1.76 1.76 1.76 1.76 1.76 1.76 1.76 1.76 1.76 1.76 1.76 1.76





R.S. ST-FLAVIEN  
 FLUX MONÉTAIRES DISPONIBLES AUX ACTIONNAIRES  
 AU 30 SEPTEMBRE  
 (En milliers de dollars)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Mises de fonds	0	(423)	(5,144)	(1,060)	(670)	(415)	(168)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendes reçus	0	0	575	706	1,611	1,932	1,798	2,228	2,337	2,476	2,646	(2,925)	6,537	6,734	6,937	7,147	7,362	7,584	7,813	8,049	8,291	8,541	8,541
Taxe sur le capital et impôts des grandes sociétés	0	(165)	(339)	(365)	(379)	(383)	(379)	(368)	(358)	(347)	(337)	(326)	(316)	(306)	(296)	(286)	(276)	(266)	(256)	(246)	(236)	(225)	(225)
Impôts sur le revenu	0	(588)	(4,908)	(719)	562	1,134	1,251	1,859	1,979	2,129	2,309	(3,251)	6,221	6,428	6,642	6,861	7,087	7,319	7,558	7,803	8,056	8,316	8,316
FLUX MONÉTAIRE	0	(588)	(4,908)	(719)	562	1,134	1,251	1,859	1,979	1,685	664	(5,141)	3,997	4,068	4,192	4,307	4,430	4,561	4,700	4,845	4,996	5,152	5,152

TAUX DE RENDEMENT INTERNE (\$98)	21.93%
TAUX DE RENDEMENT INTERNE* (\$98)	7.63%
VALEUR ACTUELLE NETTE (septembre 30 1998)	0
Flux monétaire à 8.0%	21,937
VAN	14,993
Flux monétaire à 10.0%	0
VAN	10,141
Flux monétaire à 12.0%	0
VAN	6,683
Flux monétaire à 14.0%	0
VAN	2,728
Flux monétaire à 17.5%	0
VAN	913
Flux monétaire à 20.0%	0
VAN	0

	1,309	1,372	1,438	1,508	1,584	1,665	1,753	1,851	1,951	2,051	2,151	2,251	2,351	2,451	2,551	2,651	2,751	2,851	2,951	3,051	3,151	3,251	3,351
Valeur résiduelle	1,309	1,372	1,438	1,508	1,584	1,665	1,753	1,851	1,951	2,051	2,151	2,251	2,351	2,451	2,551	2,651	2,751	2,851	2,951	3,051	3,151	3,251	3,351
	958	1,023	1,092	1,167	1,248	1,336	1,433	1,541	1,665	1,807	1,966	2,134	2,311	2,498	2,695	2,902	3,119	3,346	3,583	3,830	4,087	4,354	4,631
Valeur résiduelle	958	1,023	1,092	1,167	1,248	1,336	1,433	1,541	1,665	1,807	1,966	2,134	2,311	2,498	2,695	2,902	3,119	3,346	3,583	3,830	4,087	4,354	4,631
	706	767	833	906	987	1,076	1,175	1,287	1,403	1,534	1,680	1,841	2,017	2,208	2,414	2,635	2,871	3,122	3,388	3,669	3,965	4,276	4,602
Valeur résiduelle	706	767	833	906	987	1,076	1,175	1,287	1,403	1,534	1,680	1,841	2,017	2,208	2,414	2,635	2,871	3,122	3,388	3,669	3,965	4,276	4,602
	522	578	639	708	784	870	967	1,078	1,195	1,328	1,476	1,639	1,817	2,010	2,218	2,441	2,679	2,932	3,199	3,481	3,778	4,090	4,417
Valeur résiduelle	522	578	639	708	784	870	967	1,078	1,195	1,328	1,476	1,639	1,817	2,010	2,218	2,441	2,679	2,932	3,199	3,481	3,778	4,090	4,417
	312	356	406	463	529	605	694	797	915	1,048	1,197	1,361	1,541	1,736	1,946	2,171	2,411	2,666	2,936	3,221	3,521	3,836	4,166
Valeur résiduelle	312	356	406	463	529	605	694	797	915	1,048	1,197	1,361	1,541	1,736	1,946	2,171	2,411	2,666	2,936	3,221	3,521	3,836	4,166
	218	254	296	345	403	470	550	645	755	880	1,020	1,175	1,345	1,530	1,730	1,945	2,175	2,420	2,680	2,955	3,245	3,550	3,870
Valeur résiduelle	218	254	296	345	403	470	550	645	755	880	1,020	1,175	1,345	1,530	1,730	1,945	2,175	2,420	2,680	2,955	3,245	3,550	3,870
	188	218	254	296	345	403	470	550	645	755	880	1,020	1,175	1,345	1,530	1,730	1,945	2,175	2,420	2,680	2,955	3,245	3,550
Valeur résiduelle	188	218	254	296	345	403	470	550	645	755	880	1,020	1,175	1,345	1,530	1,730	1,945	2,175	2,420	2,680	2,955	3,245	3,550
	161	188	218	254	296	345	403	470	550	645	755	880	1,020	1,175	1,345	1,530	1,730	1,945	2,175	2,420	2,680	2,955	3,245
Valeur résiduelle	161	188	218	254	296	345	403	470	550	645	755	880	1,020	1,175	1,345	1,530	1,730	1,945	2,175	2,420	2,680	2,955	3,245
	25,206	27,642	31,744	37,725	44,988	53,725	64,037	76,000	89,677	105,077	122,200	141,047	161,610	183,889	207,894	233,625	261,082	290,255	321,154	353,877	388,442	424,858	463,125
Valeur résiduelle	25,206	27,642	31,744	37,725	44,988	53,725	64,037	76,000	89,677	105,077	122,200	141,047	161,610	183,889	207,894	233,625	261,082	290,255	321,154	353,877	388,442	424,858	463,125

\*En tenant compte des investissements déjà faits

16 JUIN 1998 3:24 PM ST-FLAVIEN		Scénario: 10b																					
		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
R.S-ST-FLAVIEN																							
IMPÔTS SUR LE REVENU(ACTIONNAIRES)																							
AU 30 SEPTEMBRE																							
(En milliers de dollars)																							
Bénéfice avant amortissement	0	(160)	(530)	1,555	2,196	2,704	3,012	3,360	3,724	4,118	4,584	5,347	5,571	5,984	6,200	6,423	6,652	6,889	7,132	7,362	7,362	7,362	7,362
Amortissement comptable	0	575	1,254	1,254	1,254	1,242	1,228	1,228	1,228	1,228	1,228	1,206	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181
Allocation du coût en capital	0	(3,956)	(5,340)	(4,136)	(3,227)	(2,540)	(1,983)	(1,551)	(1,249)	(1,018)	(841)	(704)	(597)	(447)	(513)	(394)	(351)	(288)	(263)	(243)	(243)	(243)	(243)
BENEFICE IMPOSABLE	0	(3,541)	(4,616)	(1,327)	223	1,418	2,271	3,037	3,703	4,328	4,971	5,850	6,155	6,442	6,718	6,987	7,253	7,517	7,782	8,049	8,321	8,321	8,321
Provision pour impôts brute	0	(1,346)	(1,755)	(505)	85	539	863	1,155	1,408	1,646	1,890	2,224	2,340	2,449	2,554	2,657	2,757	2,858	2,959	3,060	3,163	3,163	3,163
Provision pour impôts nette	0	0	0	0	0	0	0	0	444	1,646	1,890	2,224	2,340	2,449	2,554	2,657	2,757	2,858	2,959	3,060	3,163	3,163	3,163

16 JUIN 1998 3:24 PM ST-FLAVIEN		Scénario: 10b																					
		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
R.S-ST-FLAVIEN																							
IMPÔT SUR LE REVENU (ACTIONNAIRES ET CREANCIERS)																							
AU 30 SEPTEMBRE																							
(En milliers de dollars)																							
Bénéfice avant amortissement et frais financiers	0	828	1,850	4,143	4,914	5,454	5,613	5,786	5,972	6,171	6,362	6,554	6,751	7,165	7,381	7,604	7,833	8,069	8,313	8,563	8,563	8,563	8,563
Amortissement fiscal	0	575	1,254	1,254	1,254	1,242	1,228	1,228	1,228	1,228	1,228	1,206	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181
Take sur le capital	0	(3,956)	(5,340)	(4,136)	(3,227)	(2,540)	(1,983)	(1,551)	(1,249)	(1,018)	(841)	(704)	(597)	(447)	(513)	(394)	(351)	(288)	(263)	(243)	(243)	(243)	(243)
BENEFICE IMPOSABLE	0	4,209	5,935	7,025	6,887	6,741	6,354	6,110	5,984	5,961	5,974	6,051	6,167	6,431	6,594	6,774	6,969	7,176	7,395	7,625	7,625	7,625	7,625
Provision pour impôts brute	0	1,600	2,257	2,671	2,619	2,563	2,416	2,323	2,279	2,267	2,271	2,300	2,345	2,390	2,445	2,507	2,576	2,650	2,728	2,812	2,899	2,899	2,899
Provision pour impôts nette	0	1,600	2,257	2,671	2,619	2,563	2,416	2,323	2,279	2,267	2,271	2,300	2,345	2,390	2,445	2,507	2,576	2,650	2,728	2,812	2,899	2,899	2,899

**AMORTISSEMENT COMPTABLE**

**ACQUISITIONS**

Biens amortissables sur 30 ans  
Biens amortissables sur 20 ans  
Biens amortissables sur 10 ans  
Biens amortissables sur 5 ans  
Frais reportés amortissables 10 ans  
Frais reportés amortissables 30 ans  
Terrains  
Gaz coussin  
Total

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
	18,564	225	14,843	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	40	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	65	10	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	125	1,075	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	21	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	23	3,728	4,239	2,679	1,659	672	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	18,650	423	20,576	4,239	2,679	1,659	672	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**IMMOBILISATIONS AU DÉBUT**

Biens amortissables sur 30 ans  
Biens amortissables sur 20 ans  
Biens amortissables sur 10 ans  
Biens amortissables sur 5 ans  
Frais reportés amortissables 10 ans  
Frais reportés amortissables 30 ans  
Terrains  
Gaz coussin  
Total

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	18,564	18,564	18,789	33,118	31,987	30,876	29,755	28,634	27,513	26,392	25,271	24,150	23,028	21,907	20,786	19,665	18,544	17,423	16,302	15,181	14,060	12,939
	0	0	0	313	297	281	265	249	233	217	201	185	169	153	137	121	105	89	73	57	41	25
	0	0	0	105	94	83	72	61	50	39	28	17	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	118	92	66	40	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	40	344	308	272	236	200	164	128	92	56	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	65	65	75	113	109	106	102	98	94	90	86	83	79	75	71	67	63	60	56	52	48	44
	0	0	125	1,182	1,142	1,102	1,062	1,022	982	942	902	862	822	782	742	702	662	622	582	542	502	462
	21	21	21	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
	0	0	23	3,751	7,990	10,669	12,328	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000
	18,650	18,650	19,073	39,074	42,059	43,485	43,890	43,308	42,066	40,838	39,610	38,382	37,154	35,948	34,767	33,586	32,405	31,224	30,043	28,862	27,682	26,501

**AMORTISSEMENT COMPTABLE**

Biens amortissables sur 30 ans  
Biens amortissables sur 20 ans  
Biens amortissables sur 10 ans  
Biens amortissables sur 5 ans  
Frais reportés amortissables 10 ans  
Frais reportés amortissables 30 ans  
Terrains  
Gaz coussin  
Total

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	30	0	0	514	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121
	20	0	0	7	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	10	0	0	5	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
	5	0	0	12	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
	10	0	0	17	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	30	0	0	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	30	0	0	18	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	575	1,254	1,254	1,254	1,254	1,228	1,228	1,228	1,228	1,228	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181

**IMMOBILISATION A LA FIN**

Biens amortissables sur 30 ans  
Biens amortissables sur 20 ans  
Biens amortissables sur 10 ans  
Biens amortissables sur 5 ans  
Frais reportés amortissables 10 ans  
Frais reportés amortissables 30 ans  
Terrains  
Gaz coussin  
Total

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	18,564	18,789	33,118	31,987	30,876	29,755	28,634	27,513	26,392	25,271	24,150	23,028	21,907	20,786	19,665	18,544	17,423	16,302	15,181	14,060	12,939	11,818
	0	0	313	297	281	265	249	233	217	201	185	169	153	137	121	105	89	73	57	41	25	9
	0	0	105	94	83	72	61	50	39	28	17	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	118	92	66	40	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	40	344	308	272	236	200	164	128	92	56	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	65	75	113	109	106	102	98	94	90	86	83	79	75	71	67	63	60	56	52	48	44	40
	0	125	1,182	1,142	1,102	1,062	1,022	982	942	902	862	822	782	742	702	662	622	582	542	502	462	422
	21	21	21	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
	0	23	3,751	7,990	10,669	12,328	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000	13,000
	18,650	19,073	39,074	42,059	43,485	43,890	43,308	42,066	40,838	39,610	38,382	37,154	35,948	34,767	33,586	32,405	31,224	30,043	28,862	27,682	26,501	25,320





	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
<b>TAUX</b>																								
<i>Taux d'inflation</i>																								
Tarif de stockage	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Investissements (\$98)	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Dépenses (\$96)	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
<i>Taux d'inflation composé</i>																								
Tarif de stockage (\$96)	1.1255	1.1593	1.1853	1.2208	1.2574	1.2952	1.3340	1.3740	1.4153	1.4577	1.5015	1.5465	1.5929	1.6407	1.6899	1.7406	1.7928	1.8466	1.9020	1.9591	2.0178			
Investissements (\$96)	1.0000	1.0000	1.0300	1.0609	1.0927	1.1255	1.1593	1.1941	1.2299	1.2668	1.3048	1.3439	1.3842	1.4258	1.4685	1.5126	1.5580	1.6047	1.6528	1.7024	1.7535			
Dépenses (\$96)	1.0149	1.0453	1.0767	1.1090	1.1423	1.1765	1.2118	1.2482	1.2856	1.3242	1.3639	1.4048	1.4470	1.4904	1.5351	1.5812	1.6286	1.6775	1.7278	1.7796	1.8330	1.8880		
Taux d'impôt	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%	38.02%
Taux sur le capital	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%	0.64%
Impôt sur les grandes sociétés	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%	0.225%
<i>Taux d'emprunt</i>																								
Acceptations bancaires AB	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%
Frais d'estampillage	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%	0.60%
Coût de la dette	5.60%	5.60%	6.10%	6.45%	6.85%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%	7.45%
Frais d'attente	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%	0.125%
Frais SDI	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%

Mcf 35.301 Metres cubes



**Intragaz**

**PROJET D'INVESTISSEMENT**

**Saint-Flavien  
Stockage souterrain de gaz naturel  
Forage du puits SF-14**

Le 1<sup>er</sup> mai 2000

### 5.3 SAINT-FLAVIEN – PUIITS SF14

#### *Phase III – Forage du puits SF14*

- La nature et les caractéristiques du réservoir de Saint-Flavien laissent présager que l'approche la plus économique pour développer le stockage à son plein potentiel est l'utilisation de la technique horizontale pour forer les puits.
- On rappelle que les puits verticaux existants expliquent seulement 10 à 15 % du gaz originalement mis en place. Leur capacité productrice permettra à maturité de soutirer environ 20 % du volume total au cours d'une saison hivernale, ce qui représente un ratio volume utile/gaz total de 20 %.
- L'ajout de puits bien positionnés devrait à long terme faire passer ce ratio de 20 % à 50 %.

#### *Localisation*

- Tel qu'il a été discuté lors du conseil d'administration du 1 février 2000, nous envisageons forer un puits avec un drain horizontal de 400 à 600 m dans la région à l'ouest du puits SF09.
- Les raisons qui nous amènent à considérer cette région sont les suivantes :
  - Haut structural qui devrait favoriser l'augmentation de la densité de fracture.
  - Signatures sismiques favorables soit, la cohérence du toit, l'amplitude du pic et l'amplitude du toit.
  - Réponse en pression du SF09 est favorable et est indicatrice d'une recharge rapide dans la région.

#### *Risques*

- Les risques associés à ce forage sont multiple.
- Il est principalement dû à l'hétérogénéité du réservoir. L'épaisseur du réservoir varie de 0 à 8 m à l'intérieur d'un rayon de 300 m. La moyenne de l'épaisseur du réservoir dans le voisinage des puits du réservoir #3 est de 3 m.
- Comme l'épaisseur du réservoir est faible, il serait possible avec un forage horizontal, de manquer complètement la zone. De façon à minimiser ce risque, nous traversons toute la zone B potentielle avec un angle sur toute la longueur.

## Hypothèses

- Les principales hypothèses utilisées pour l'analyse technique et économique sont les suivantes :
  - Volume utile

Trois cas ont été étudiés, soit un puits horizontal dont la capacité est équivalente au puits SF10, équivalente au SF03 et deux fois la capacité du SF03.
  - Volume coussin

Pour chacun des trois cas, le gain en volume utile aura pour effet de diminuer dans une même proportion l'injection de gaz coussin.
  - Revenus

L'ajout de volume utile sera automatique, contracté par SCGM tel que spécifié dans le contrat (engagement à prendre jusqu'à concurrence de  $140 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  de volume utile). Le coût de service demeure donc tel quel.
  - Investissements

Le coût pour un tel forage est de 3 000 k\$.

Le coût de raccordement est de 485 à 575 k\$ dépendamment de la capacité du puits.

Dans le scénario 1, aucune modification au poste de compression n'est requise pour satisfaire à l'ajout de production.

Dans le scénario 2, deux cylindres seront ajoutés au compresseur existant pour satisfaire à l'ajout de capacité. Le coût est de 400 k\$.

Dans le scénario 3, un nouveau compresseur sera requis. Le coût est de 3 200 k\$.
  - Coûts d'opération

Les coûts d'opération sont de 100 k\$ pour le scénario 3 relié à l'ajout de personnel pour l'entretien du compresseur additionnel. Pour les scénarios 1 et 2, aucun coût d'opération supplémentaire n'est requis.
  - Taux d'inflation

Le taux d'inflation est de 3 % pour les revenus tel que spécifié dans le contrat et 3 % pour les coûts d'opération.
  - Ratio dette/équité

Le ratio dette/équité est de 0, donc 100 % de l'investissement est financé par l'équité des actionnaires.

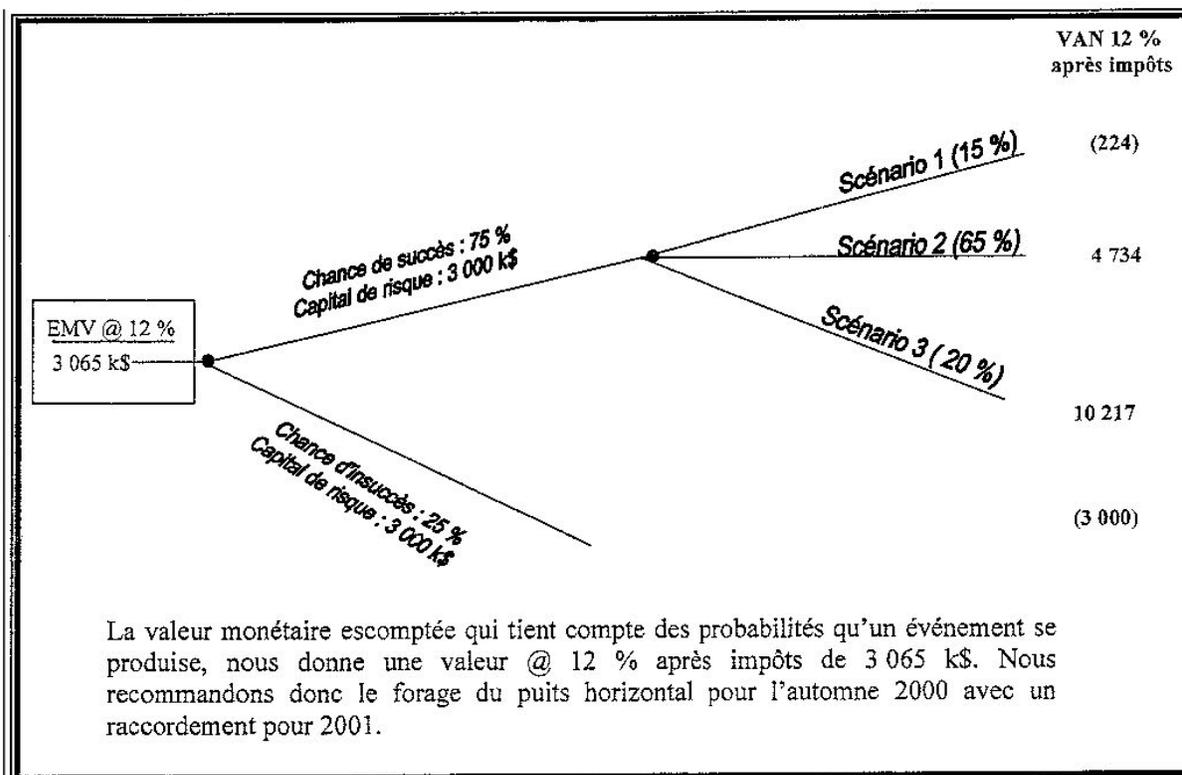
### Résultats

Scénario	1	2	3
Débit 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	35 120		240
Volume utile 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	3.5 12.0		24.0
<b>VAN @ 12 % après impôts</b>	(224)	4 734	10 217

- Un puits équivalent au puits SF10 procurerait une VAN @ 12 % après impôts négatif.
- Un puits équivalent au puits SF03 donnerait une VAN @ 12 % après impôts positif de 4 734 k\$.
- Si le puits horizontal a une capacité double du puits SF03, la VAN @ 12 % serait de 10 217 k\$.

### Conclusion et recommandations

- L'arbre décisionnelle suivant, illustre les chances de succès associées à chacun des scénarios.



***PROJET D'INVESTISSEMENT***

**SAINT-FLAVIEN  
STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL  
FORAGE DU Puits HORIZONTAL SF-15**

Le 17 mai 2001

---

## TABLE DES MATIÈRES

### STOCKAGE DE SAINT-FLAVIEN – PHASE III FORAGE DU PUIS SF-15

<b>1. RAPPEL – PHASES DE DÉVELOPPEMENT .....</b>	<b>2</b>
<b>2. ÉVOLUTION DES PERFORMANCES.....</b>	<b>2</b>
<b>3. POURSUITE DE LA PHASE III.....</b>	<b>3</b>
3.1 DESCRIPTION .....	3
3.2 FORAGE DU DEUXIÈME PUIS HORIZONTAL SF-15.....	4
3.2.1 LOCALISATION .....	4
3.2.2 RISQUES .....	5
3.2.3 PERFORMANCES ANTICIPÉES .....	6
3.2.4 INFRASTRUCTURES ADDITIONNELLES .....	6
3.2.5 ANALYSE FINANCIÈRE.....	6
<b>4. ASPECTS JURIDIQUES.....</b>	<b>9</b>
<b>5. ÉCHÉANCIER.....</b>	<b>9</b>
<b>6. RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>10</b>

---

## STOCKAGE DE SAINT-FLAVIEN – PHASE III FORAGE DU Puits SF-15

### 1. RAPPEL – PHASES DE DÉVELOPPEMENT

- La structure de Saint-Flavien est composée de deux compartiments, soit :
  - Le réservoir n° 3 dans lequel sont forés les puits n° 3, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 et le tout dernier puits n° 14.
  - Le réservoir n° 1, dans lequel est foré le puits n° 1 uniquement.
- Le développement du stockage est divisé en trois phases :
  - La Phase I, débutée en avril 1998 et qui suit son cours, est l'exploitation du réservoir du puits n° 3 seulement, en utilisant les puits n° 3, 9, 10 et 12. Le volume utile prévu à maturité est de  $44 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (1,56 bcf).
  - La Phase II, débutée à l'été 1999, implique la mise en exploitation du réservoir du puits n° 1 en plus du réservoir n° 3 déjà en exploitation. Le volume utile prévu à maturité est de  $54 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (1,90 bcf).
  - Le passage à la Phase III consiste à améliorer les capacités de stockage existantes en augmentant le ratio volume utile/volume total de 20 % à 50 % pour atteindre ultimement un volume utile de 3,5 à 5 bcf. La stimulation de puits existants et le forage de puits additionnels, tel le SF-14 horizontal, s'inscrit dans cette phase.

### 2. ÉVOLUTION DES PERFORMANCES

- Le stockage de Saint-Flavien, en exploitation depuis avril 1998, a vu son volume utile s'accroître de la façon suivante :

	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002
<b>Phase</b>	<b>I</b>	<b>I – II</b>	<b>I – II</b>	<b>I – II – III</b>
Volume utile ( $10^6 \text{ m}^3$ )	24	42 48	68	
Volume utile (bcf)	0,85	1,5	1,7	2,4
Croissance	---	75 %	14 %	42 %

- La croissance de 75 % au cours de la deuxième année d'exploitation est majoritairement reliée à l'augmentation du volume coussin de la Phase I (~ 60 %). L'impact du passage à la Phase II a été de 15 %.

- 
- Pour l'année 2001-2002, la croissance de 42 % est attribuable majoritairement au résultat obtenu par le forage du puits horizontal SF-14. Le forage de ce puits, effectué à l'automne 2000, a été un franc succès.
    - Le volume utile passera de 48 à 68 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, représentant un revenu annuel additionnel de **2,2 M\$**.
    - Les besoins en volumes de gaz coussin diminueront de 11,2 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, soit une réduction de dépenses en capital d'environ **2,5 M\$**.
    - Le « *payback* » des investissements liés à ce puits est inférieur à un an et le retour sur l'investissement (100 % équité) sera de **54 %**.

### 3. POURSUITE DE LA PHASE III

#### 3.1 Description

- Comme il a précédemment été indiqué, l'objectif visé par la Phase III est de continuer d'accroître les capacités du stockage pour atteindre ultimement un volume utile de 3,5 à 5 bcf. Les risques géologiques, géophysiques et réservoirs sont toujours présents malgré le succès du dernier puits SF-14.
- Quatre volets sont envisagés :

1) La **STIMULATION** et les **RACCORDEMENTS** des puits existants. Trois puits ont été étudiés en l'an 2000, soit :

**SF-01 (puits d'exploitation)** : Prématuré de stimuler ce puits d'exploitation à ce stade-ci. Advenant l'ajout de puits supplémentaires dans ce compartiment, la stimulation sera reconsidérée.

**SF-08 (puits d'observation)** : Il n'est pas rentable de le stimuler, mais le raccordement l'est. Cependant, il est recommandé d'attendre les résultats du SF-15 pour prendre une décision finale. Dépendamment de la qualité du SF-15, il se pourrait que le raccordement ne soit pas requis.

**SF-11 (puits d'observation)** : Il n'est pas rentable de le convertir en puits d'exploitation.

- 2) Le forage de puits « **INFILLS** » dans le compartiment du puits n° 3.
    - La nature et les caractéristiques du réservoir de Saint-Flavien laissent présager que le l'approche la plus économique pour développer le stockage à son plein potentiel est l'utilisation de la technique de forage horizontal.
    - Les leçons apprises lors du forage du SF-14 et le succès obtenu confirme cette hypothèse et nous amène à poursuivre dans la même veine et de proposer le forage horizontal du puits SF-15.
  - 3) Le forage de puits « **STEPOUT** » dans des zones s'éloignant des puits d'exploitation actuels.
  - 4) Des travaux d' **EXPLORATION**, impliquant la sismique additionnelle dans la région non couverte par le relevé sismique 3D existant et/ou le forage de puits additionnels dans des zones potentielles sur la structure de Saint-Flavien.
- Les volets 3) et 4) sont présentement sous évaluation et seront présentés en 2002. Il importe de souligner que l'optimisation de la structure existante doit être effectuée le plus rapidement possible afin de profiter des conditions du contrat actuel, mais demande que les connaissances géoscientifiques soient bien maîtrisées afin de minimiser les risques associés à ces forages.

## 3.2 Forage du deuxième puits horizontal SF-15

### 3.2.1 Localisation

- Intragaz propose de forer un puits avec un drain horizontal de 600 à 800 mètres dans la région au nord du SF-14. La tête de puits sera située à 15 à 250 mètres du SF-08 et le point d'entrée du puits dans la zone d'intérêt serait à 400 mètres du SF-14 et 45 à 100 mètres du SF-09. La section horizontale se prolonge à plus de 300 mètres parallèlement au SF-14 vers l'extrémité nord-ouest du compartiment n° 3.
- Les raisons motivant la sélection de cette région sont les suivantes :
  - Le prolongement du haut structural dans cette région qui favorise l'augmentation de la densité de fractures.
  - Le calage du puits SF-14 indique une zone en gaz à l'ouest de la structure.

- Le drainage de cette zone par les puits existants n'est pas adéquat.
- Le drain est positionné perpendiculairement au système de fractures et favorisera donc la production du puits.
- Le puits traversera le réservoir à l'intérieur du contour – 1360 m/mer, ce qui favorise une meilleure qualité du réservoir. En deçà de cette profondeur le risque d'une pauvre qualité du réservoir augmente.
- Le puits traversera une partie d'attributs sismiques qui, basés sur les données des puits, corréleront bien avec la qualité d'un puits.

### 3.2.2 Risques

- On retrouve deux catégories de risques reliés au forage du puits SF-15 : ceux reliés au réservoir et son hétérogénéité et ceux reliés à la technique du forage horizontal.
  - *Risque « réservoir »*
    - Il est principalement dû à l'hétérogénéité du réservoir. L'épaisseur du réservoir varie de 0 à 8 mètres à l'intérieur d'un rayon de 300 mètres. Étant donnée la faible épaisseur du réservoir, il est possible de manquer la zone d'intérêt.
    - Géologiquement, les unités au-dessus et en-dessous de la zone d'intérêt B1 se ressemblent. Il s'avère donc difficile de se positionner. L'examen minutieux des retailles et de *gamma ray* est un atout. L'expérience acquise du SF-14 diminue ces risques, mais ne les élimine pas complètement.
  - *Risque « technique »*
    - La technique du forage horizontal dans l'industrie pétrolière est très bien maîtrisée et rodée. L'expérience acquise avec le SF-14 est réconfortante et diminue ce risque.
- Basé sur ces critères et l'expérience acquise lors du forage du SF-14, le risque d'obtenir un échec est évalué à 20 %.

### 3.2.3 Performances anticipées

- Le potentiel du puits horizontal SF-15 peut varier considérablement en fonction de la qualité du réservoir rencontré.
- Pour fins d'analyse, trois scénarios ont été considérés et se résument comme suit :

Scénario	SF-15 Minimum	SF-15 Moyen	SF-15 Maximum
Volume utile supplémentaire ( $10^6 \text{ m}^3$ )	2	11	19
Chances de succès	25 %	60 %	15 %

**Scénario 1** : Zone de 0,7 md.m (semblable au SF-11), située à 400 mètres du SF-14

**Scénario 2** : Zone de 6,6 md.m située à 400 mètres du SF-14

**Scénario 3** : Zone de 33 md.m située à 200 mètres du SF-14

### 3.2.4 Infrastructures additionnelles

- Les ajouts aux installations de surface se résument ainsi :
  - Le puits SF-15 sera raccordé au poste de mesurage du puits SF-09. Le puits SF-14 bénéficiera ainsi de sa propre rampe de mesurage et régulation en injection et soutirage.
  - Aucun ajout de compression ou modification de la tour de déshydratation ne sera requis.

### 3.2.5 Analyse financière

#### Principales hypothèses :

- Volume utile : Pour les trois scénarios, un volume utile supplémentaire de 2, 11 et  $19 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  est anticipé.
- Volume coussin : Pour les trois scénarios, une réduction de l'injection de volume coussin de 0, 1,4 et  $11,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  est anticipée au cours des prochaines années.

De plus, à cause de la technique de forage « underbalance » utilisée lors du forage, le gaz produit sera brûlé à l'atmosphère. Des pertes de  $0,1$ ,  $0,6$  et  $2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  sont anticipées.

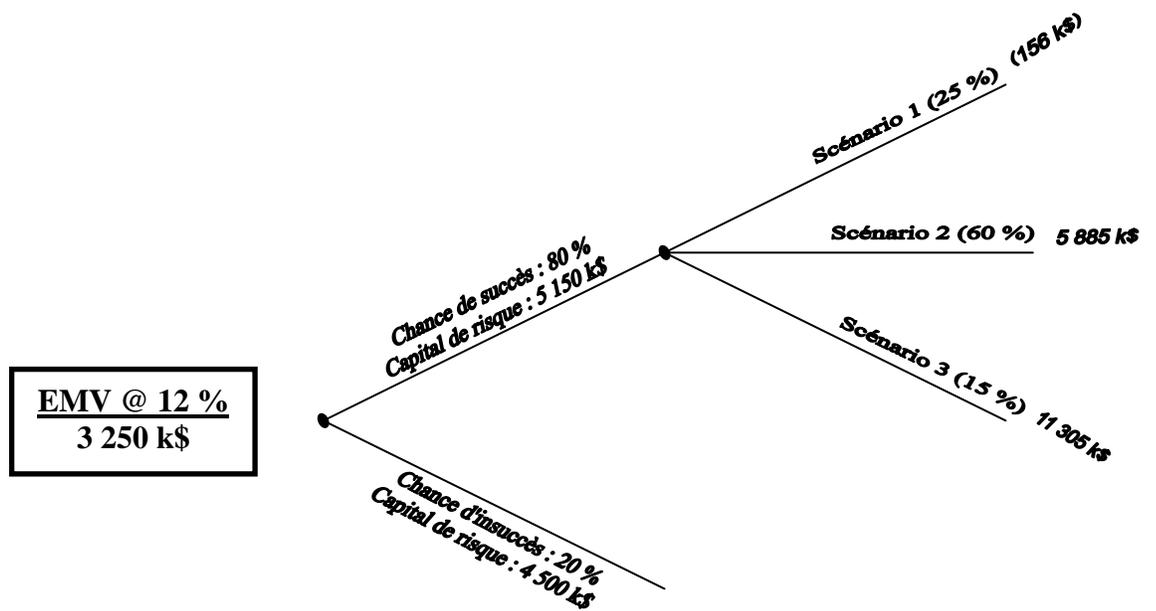
- Revenus :
  - L'ajout de volume utile sera contracté par SCGM tel que spécifié dans le contrat.
  - Perception des revenus supplémentaires à partir d'avril 2002.
  
- Investissements :
  - Le coût pour le forage horizontal est estimé à 4,5 M\$.
  - Le coût du raccordement est estimé à 500 k\$.
  - Le coût de mesurage et divers est estimé à 150 k\$.
  - L'investissement total prévu est donc de 5,15 M\$.
  
- Coût d'opération :
  - Aucune augmentation n'est prévue.
  
- Taux d'inflation :
  - Le taux d'inflation est de 1,5 % pour les revenus et 1,5 % pour les coûts d'opération.
  
- Financement :
  - Pour être conservateur s, nous avons prévu que l'investissement requis est financé à 100 % par l'équité de s actionnaires. Basé sur notre ex périence, ces investissements seront facilement finançables à 50 %.

### Rentabilité des scénarios

SF-15	Statu quo	Ajout		
		Min.	SF-15 Moyen	SF-15 Max.
Volume utile (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )				
Additionnel	---	2	11	19
TOTAL	68	70	79	87
Revenus annuels additionnels (k\$)		235	1 300	2 250
Investissements additionnels (k\$)				
Forage	---	4 500	4 500	4 500
Raccordement	---	500	500	500
Mesurage et divers	---	150	150	150
	0	5 150	5 150	5 150
Rentabilité – après impôts				
TRI équité		<b>11,7 %</b>	<b>28,3 %</b>	<b>50 %</b>
VAN à 12 %		<b>(156)</b>	<b>2 885</b>	<b>11 305</b>

Analyse et discussions

- L'arbre décisionnel suivant illustre les chances de succès associés à chacun des scénarios.



- La valeur monétaire escomptée qui tient compte des probabilités qu'un événement se réalise donne une valeur à 12 % après impôts de 3 250 k\$.

#### 4. ASPECTS JURIDIQUES

- Les autorisations (CPTA et ministère de l'Environnement) pour le forage ont été obtenues. Pour ce qui est du raccordement du puits SF-15 des démarches débuteront d'ici peu. Les délais sont d'environ trois mois.
- Le contrat de service actuel avec Gaz Métropolitain s'applique pour toute la capacité additionnelle visée. SCGM s'est engagé, en 1992, à contracter toute capacité de stockage développée à Saint-Flavien et ce, jusqu'à 5 bcf. Ce contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la date de mise en exploitation, soit avril 1998. Il est par la suite renouvelable pour un autre 15 ans.

#### 5. ÉCHÉANCIER

- Le forage et le raccordement du puits SF-15 progresseront essentiellement en deux étapes.
  - La première étape consistera à forer, parachever et évaluer les capacités du nouveau puits. Ces travaux requerront des investissements de 4,5 M\$.
  - La deuxième étape consistera à effectuer le raccordement du puits ainsi que les modifications pour le mesurage pour un investissement de 650 k\$.
- Donc, les principaux éléments de l'échéancier sont :

➤ Design détaillé du puits SF-15	Mai-Juin
➤ Soumission pour la foreuse et autres services et équipement	Juin
➤ Construction du site et modélisation	Août
➤ Forage SF-15	Septembre-Octobre
➤ Parachèvement – Essai – Évaluation	Novembre
➤ Raccordement du puits	Décembre
- Il importe de souligner qu'il peut être difficile d'obtenir une foreuse dû à la forte activité d'exploration sur la côte est canadienne.

---

## 6. RECOMMANDATIONS

ATTENDU QUE la poursuite de la Phase III par le forage du SF-15 permettrait de façon rentable d'augmenter le volume utile de 2 à 19  $10^6$  m<sup>3</sup>;

IL EST RECOMMANDÉ qu'Intragaz effectue le forage et le raccordement (si résultat positif) du puits horizontal SF-15 à un coût évalué à 5 150 000 \$.



**Intragaz**

## **ANNEXE I**

**FORAGE SAINT-FLAVIEN 15 HORIZONTAL  
HYPOTHÈSES DE REVENUS MODIFIÉS**

**25 mai 2001**

## TABLE DES MATIÈRES

### FORAGE SAINT-FLAVIEN 15 HORIZONTAL HYPOTHÈSES DE REVENUS MODIFIÉS

<b>1. RAPPEL – PHASES DE DÉVELOPPEMENT .....</b>	<b>3</b>
<b>2. ÉVOLUTION DES PERFORMANCES.....</b>	<b>3</b>
<b>3. POURSUITE DE LA PHASE III.....</b>	<b>4</b>
3.1 DESCRIPTION .....	4
3.2 FORAGE DU DEUXIÈME Puits HORIZONTAL SF-15.....	5
3.2.1 LOCALISATION .....	5
3.2.2 RISQUES .....	6
3.2.3 PERFORMANCES ANTICIPÉES .....	7
3.2.4 INFRASTRUCTURES ADDITIONNELLES .....	7
3.2.5 ANALYSE FINANCIÈRE.....	7
<b>4. ASPECTS JURIDIQUES.....</b>	<b>11</b>
<b>5. ÉCHÉANCIER.....</b>	<b>11</b>
<b>6. RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>12</b>

---

## FORAGE SAINT-FLAVIEN 15 HORIZONTAL HYPOTHÈSES DE REVENUS MODIFIÉS

### 1. RAPPEL – PHASES DE DÉVELOPPEMENT

- La structure de Saint-Flavien est composée de deux compartiments, soit :
  - Le réservoir n° 3 dans lequel sont forés les puits n° 3, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 et le tout dernier puits n° 14.
  - Le réservoir n° 1, dans lequel est foré le puits n° 1 uniquement.
- Le développement du stockage est divisé en trois phases :
  - La Phase I, débutée en avril 1998 et qui suit son cours, est l'exploitation du réservoir du puits n° 3 seulement, en utilisant les puits n° 3, 9, 10 et 12. Le volume utile prévu à maturité est de  $44 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (1,56 bcf).
  - La Phase II, débutée à l'été 1999, implique la mise en exploitation du réservoir du puits n° 1 en plus du réservoir n° 3 déjà en exploitation. Le volume utile prévu à maturité est de  $54 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (1,90 bcf).
  - Le passage à la Phase III consiste à améliorer les capacités de stockage existantes en augmentant le ratio volume utile/volume total de 20 % à 50 % pour atteindre ultimement un volume utile de 3,5 à 5 bcf. La stimulation de puits existants et le forage de puits additionnels, tel le SF-14 horizontal, s'inscrit dans cette phase.

### 2. ÉVOLUTION DES PERFORMANCES

- Le stockage de Saint-Flavien, en exploitation depuis avril 1998, a vu son volume utile s'accroître de la façon suivante :

	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002
<b>Phase</b>	<b>I</b>	<b>I – II</b>	<b>I – II</b>	<b>I – II – III</b>
Volume utile ( $10^6 \text{ m}^3$ )	24	42 48	68	
Volume utile (bcf)	0,85	1,5	1,7	2,4
Croissance	---	75 %	14 %	42 %

- La croissance de 75 % au cours de la deuxième année d'exploitation est majoritairement reliée à l'augmentation du volume de coussin de la Phase I (~ 60 %). L'impact du passage à la Phase II a été de 15 %.

- Pour l'année 2001-2002, la croissance de 42 % est attribuable majoritairement au résultat obtenu par le forage du puits horizontal SF-14. Le forage de ce puits, effectué à l'automne 2000, a été un franc succès.
  - Le volume utile passera de 48 à 68 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, représentant un revenu annuel additionnel de **2,2 M\$**.
  - Les besoins en volumes de gaz coussin diminueront de 11,2 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, soit une réduction de dépenses en capital d'environ **2,5 M\$**.
  - Le « *payback* » des investissements liés à ce puits est inférieur à un an et le retour sur l'investissement (100 % équité) sera de **54 %**.

### 3. POURSUITE DE LA PHASE III

#### 3.1 Description

- Comme il a précédemment été indiqué, l'objectif visé par la Phase III est de continuer d'accroître les capacités du stockage pour atteindre ultimement un volume utile de 3,5 à 5 bcf. Les risques géologiques, géophysiques et réservoirs sont toujours présents malgré le succès du dernier puits SF-14.
- Quatre volets sont envisagés :

1) La **STIMULATION** et les **RACCORDEMENTS** des puits existants. Trois puits ont été étudiés en l'an 2000, soit :

**SF-01 (puits d'exploitation)** : Prématuré de stimuler ce puits d'exploitation à ce stade-ci. Advenant l'ajout de puits supplémentaires dans ce compartiment, la stimulation sera reconsidérée.

**SF-08 (puits d'observation)** : Il n'est pas rentable de le stimuler, mais le raccordement l'est. Cependant, il est recommandé d'attendre les résultats du SF-15 pour prendre une décision finale. Dépendamment de la qualité du SF-15, il se pourrait que le raccordement ne soit pas requis.

**SF-11 (puits d'observation)** : Il n'est pas rentable de le convertir en puits d'exploitation.

- 2) Le forage de puits « **INFILLS** » dans le compartiment du puits n° 3.
    - La nature et les caractéristiques du réservoir de Saint-Flavien laissent présager que l'approche la plus économique pour développer le stockage à son plein potentiel est l'utilisation de la technique de forage horizontal.
    - Les leçons apprises lors du forage du SF-14 et le succès obtenu confirme cette hypothèse et nous amène à poursuivre dans la même veine et de proposer le forage horizontal du puits SF-15.
  - 3) Le forage de puits « **STEPOUT** » dans des zones s'éloignant des puits d'exploitation actuels.
  - 4) Des travaux d' **EXPLORATION**, impliquant la sismique additionnelle dans la région non couverte par le relevé sismique 3D existant et/ou le forage de puits additionnels dans des zones potentielles sur la structure de Saint-Flavien.
- Les volets 3) et 4) sont présentement sous évaluation et seront présentés en 2002. Il importe de souligner que l'optimisation de la structure existante doit être effectuée le plus rapidement possible afin de profiter des conditions du contrat actuel, mais demande que les connaissances géoscientifiques soient bien maîtrisées afin de minimiser les risques associés à ces forages.

## 3.2 Forage du deuxième puits horizontal SF-15

### 3.2.1 Localisation

- Intragaz propose de forer un puits avec un drain horizontal de 600 à 800 mètres dans la région au nord du SF-14. La tête de puits sera située à 250 mètres du SF-08 et le point d'entrée du puits dans la zone d'intérêt serait à 400 mètres du SF-14 et 450 mètres du SF-09. La section horizontale se prolonge à plus de 300 mètres parallèlement au SF-14 vers l'extrémité nord-ouest du compartiment n° 3.
- Les raisons motivant la sélection de cette région sont les suivantes :
  - Le prolongement du haut structural dans cette région qui favorise l'augmentation de la densité de fractures.
  - Le calage du puits SF-14 indique une zone en gaz à l'ouest de la structure.

- Le drainage de cette zone par les puits existants n'est pas adéquat.
- Le drain est positionné perpendiculairement au système de fractures et favorisera donc la production du puits.
- Le puits traversera le réservoir à l'intérieur du contour – 1360 m/mer, ce qui favorise une meilleure qualité du réservoir. En deçà de cette profondeur le risque d'une pauvre qualité du réservoir augmente.
- Le puits traversera une partie d'attributs sismiques qui, basés sur les données des puits, corréleront bien avec la qualité d'un puits.

### 3.2.2 Risques

- On retrouve deux catégories de risques reliés au forage du puits SF-15 : ceux reliés au réservoir et son hétérogénéité et ceux reliés à la technique du forage horizontal.
  - *Risque « réservoir »*
    - Il est principalement dû à l'hétérogénéité du réservoir. L'épaisseur du réservoir varie de 0 à 8 mètres à l'intérieur d'un rayon de 300 mètres. Étant donnée la faible épaisseur du réservoir, il est possible de manquer la zone d'intérêt.
    - Géologiquement, les unités au-dessus et en-dessous de la zone d'intérêt B1 se ressemblent. Il s'avère donc difficile de se positionner. L'examen minutieux des retailles et de *gamma ray* est un atout. L'expérience acquise du SF-14 diminue ces risques, mais ne les élimine pas complètement.
  - *Risque « technique »*
    - La technique du forage horizontal dans l'industrie pétrolière est très bien maîtrisée et rodée. L'expérience acquise avec le SF-14 est réconfortante et diminue ce risque.
- Basé sur ces critères et l'expérience acquise lors du forage du SF-14, le risque d'obtenir un échec est évalué à 20 %.

### 3.2.3 Performances anticipées

- Le potentiel du puits horizontal SF-15 peut varier considérablement en fonction de la qualité du réservoir rencontré.
- Pour fins d'analyse, trois scénarios ont été considérés et se résument comme suit :

Scénario	SF-15 Minimum	SF-15 Moyen	SF-15 Maximum
Volume utile supplémentaire ( $10^6 \text{ m}^3$ )	2	11	19
Chances de succès	25 %	60 %	15 %

**Scénario 1** : Zone de 0,7 md.m (semblable au SF-11), située à 400 mètres du SF-14

**Scénario 2** : Zone de 6,6 md.m située à 400 mètres du SF-14

**Scénario 3** : Zone de 33 md.m située à 200 mètres du SF-14

### 3.2.4 Infrastructures additionnelles

- Les ajouts aux installations de surface se résument ainsi :
  - Le puits SF-15 sera raccordé au poste de mesurage du puits SF-09. Le puits SF-14 bénéficiera ainsi de sa propre rampe de mesurage et régulation en injection et soutirage.
  - Aucun ajout de compression ou modification de la tour de déshydratation ne sera requis.

### 3.2.5 Analyse financière

#### Principales hypothèses :

- Volume utile : Pour les trois scénarios, un volume utile supplémentaire de 2, 11 et  $19 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  est anticipé.
- Volume coussin : Pour les trois scénarios, une réduction de l'injection de volume coussin de 0, 5,7 et  $11,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  est anticipée au cours des prochaines années.

De plus, à cause de la technique de forage « underbalance » utilisée lors du forage, le gaz produit sera brûlé à l'atmosphère. Des pertes de  $0,1$ ,  $0,6$  et  $2 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  sont anticipées.

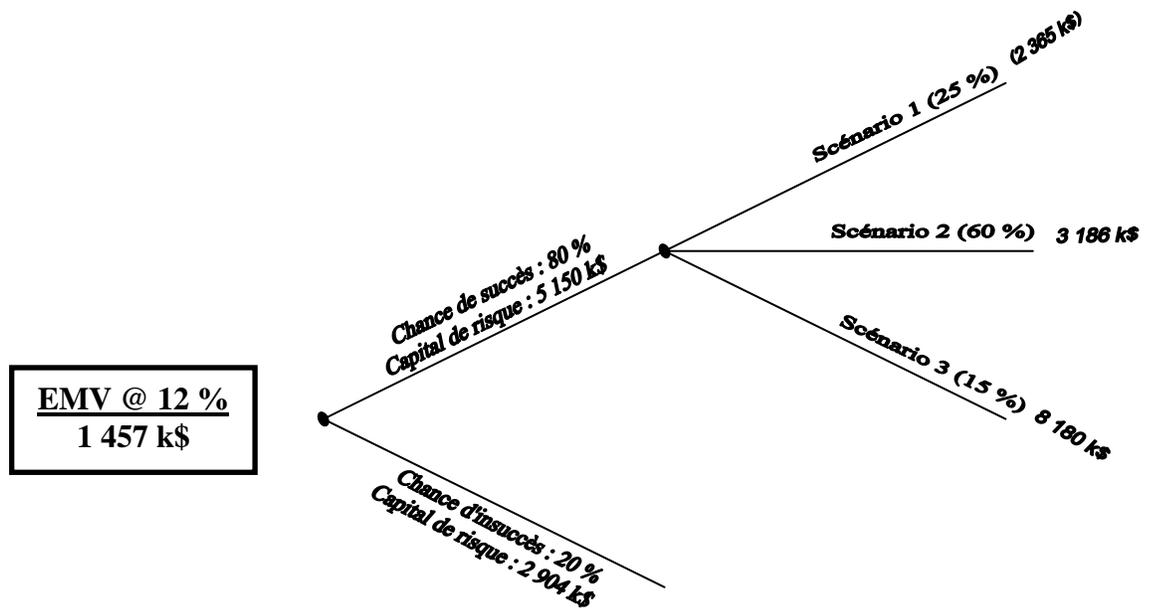
- Revenus :
  - L'ajout de volume utile sera contracté par SCGM tel que spécifié dans le contrat.
  - Perception des revenus supplémentaires à partir d'avril 2002.
  - Comme le contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la mise en exploitation en 1998, le coût de service sera renégocié pour avril 2013. Ce coût de service renégocié est estimé sur la base des coûts évités pour entreposer à Dawn en Ontario et transporter la molécule de gaz jusqu'au distributeur. Ce coût évité correspond à 63 % du coût de service offert à Saint-Flavien. Pour l'analyse économique, le coût de service, donc les revenus, sera réduit à partir de 2013 pour correspondre à 60 % des revenus de 2012.
  
- Investissements :
  - Le coût pour le forage horizontal est estimé à 4,5 M\$.
  - Le coût du raccordement est estimé à 500 k\$.
  - Le coût de mesurage et divers est estimé à 150 k\$.
  - L'investissement total prévu est donc de 5,15 M\$.
  
- Coût d'opération :
  - Aucune augmentation n'est prévue.
  
- Taux d'inflation :
  - Le taux d'inflation est de 1,5 % pour les revenus et 2,0 % pour les coûts d'opération.
  
- Financement :
  - Pour être conservateurs, nous avons prévu que l'investissement requis est financé à 100 % par l'équité des actionnaires. Basé sur notre expérience, ces investissements seront facilement finançables à 50 %.

Rentabilité des scénarios

	Statu quo	Ajout		
		SF-15 Min.	SF-15 Moyen	SF-15 Max.
Volume utile (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) Additionnel TOTAL	--- 68	2 70	11 79	19 87
Revenus annuels additionnels (k\$)		235	1 300	2 250
Volume coussin (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) Réduction Pertes		0 (0,1)	5,7 (0,6)	11,6 (2,0)
Coûts évités en capital (k\$)		(50)	1 100	1 800
Investissements additionnels (k\$) Forage Ra ccordement Mesurage et divers		4 500 500 150 5 150	4 500 500 150 5 150	4 500 500 150 5 150
Rentabilité – après impôts TRI équité VAN à 12 %		<b>1,2 %</b> <b>(2 305)</b>	<b>25,44 %</b> <b>3 186</b>	<b>49,18 %</b> <b>8 180</b>

Analyse et discussions

- L'arbre décisionnel suivant illustre les chances de succès associés à chacun des scénarios.



- La valeur monétaire escomptée qui tient compte des probabilités qu'un événement se réalise donne une valeur à 12 % après impôts de 1 457 k\$.

#### 4. ASPECTS JURIDIQUES

- Les autorisations (CPTA et ministère de l'Environnement) pour le forage ont été obtenues. Pour ce qui est du raccordement du puits SF-15 des démarches débuteront d'ici peu. Les délais sont d'environ trois mois.
- Le contrat de service actuel avec Gaz Métropolitain s'applique pour toute la capacité additionnelle visée. SCGM s'est engagé, en 1992, à contracter toute capacité de stockage développée à Saint-Flavien et ce, jusqu'à 5 bcf. Ce contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la date de mise en exploitation, soit avril 1998. Il est par la suite renouvelable pour un autre 15 ans.

#### 5. ÉCHÉANCIER

- Le forage et le raccordement du puits SF-15 progresseront essentiellement en deux étapes.
  - La première étape consistera à forer, parachever et évaluer les capacités du nouveau puits. Ces travaux requerront des investissements de 4,5 M\$.
  - La deuxième étape consistera à effectuer le raccordement du puits ainsi que les modifications pour le mesurage pour un investissement de 650 k\$.
- Donc, les principaux éléments de l'échéancier sont :

➤ Design détaillé du puits SF-15	Mai-Juin
➤ Soumission pour la foreuse et autres services et équipement	Juin
➤ Construction du site et modélisation	Août
➤ Forage SF-15	Septembre-Octobre
➤ Parachèvement – Essai – Évaluation	Novembre
➤ Raccordement du puits	Décembre
- Il importe de souligner qu'il peut être difficile d'obtenir une foreuse dû à la forte activité d'exploration sur la côte est canadienne.

---

## 6. RECOMMANDATIONS

ATTENDU QUE la poursuite de la Phase III par le forage du SF-15 permettrait d'augmenter le volume utile et de procurer une valeur monétaire escomptée de 1 475 k\$,

IL EST RECOMMANDÉ qu'Intragaz effectue le forage et le raccordement (si résultat positif) du puits horizontal SF-15 à un coût évalué à 5 150 000 \$.



*PROJET D'INVESTISSEMENT*

**SAINT-FLAVIEN  
STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL  
PHASE III  
SF-16 ET SF-17**

Présenté au Conseil d'administration d'Intragaz  
le 30 mai 2002

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. SOMMAIRE.....</b>	<b>3</b>
<b>2. RÉSUMÉ DU PROJET.....</b>	<b>4</b>
2.1 L E PROJET SAINT-FLAVIEN .....	4
2.2 R APPEL – PHASES DE DÉVELOPPEMENT .....	4
2.3 É VOLUTION DES PERFORMANCES .....	5
<b>3. POURSUITE DE LA PHASE III.....</b>	<b>7</b>
3.1 D ESCRIPTION .....	7
3.2 F ORAGE DU TROISIÈME Puits HORIZONTAL SF-16 .....	9
3.2.1 <i>Localisation</i> .....	9
3.2.2 <i>Risques</i> .....	9
3.2.3 <i>Performances anticipées</i> .....	10
3.2.4 <i>Infrastructures additionnelles</i> .....	10
3.2.5 <i>Analyse financière</i> .....	11
3.3 F ORAGE DU QUATRIÈME Puits HORIZONTAL SF-17.....	15
3.3.1 <i>Localisation</i> .....	15
3.3.2 <i>Risques</i> .....	16
3.3.3 <i>Performances anticipées</i> .....	16
3.3.4 <i>Infrastructures additionnelles</i> .....	17
3.3.5 <i>Analyse financière</i> .....	17
<b>4. ASPECTS JURIDIQUES.....</b>	<b>21</b>
<b>5. ÉCHÉANCIER.....</b>	<b>22</b>
<b>6. RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>23</b>
<b>ANNEXE 1 – LOCALISATION DES Puits SF-16 ET SF-17.....</b>	<b>24</b>

## 1. SOMMAIRE

La croissance du stockage de Saint-Flavien va bon train. Les résultats des deux premiers forages de puits horizontaux, SF-14 et SF-15, effectués à l'automne 2000 et à l'hiver 2002 ont permis d'ajouter  $31 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  de volume utile et de le faire passer de  $48 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  à  $79 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , soit une progression de 65 % des capacités du stockage.

Attendu que la poursuite de la Phase III par les forages des puits SF-16 et SF-17 permettrait d'augmenter le volume utile et de procurer une valeur monétaire escomptée (pondérée pour le risque) de 920 k\$ et 136 k\$ respectivement, il est recommandé qu'Intragaz effectue le forage et le raccordement des puits horizontaux SF-16 et SF-17 à un coût de 5 150 k\$ chacun.

## 2. RÉSUMÉ DU PROJET

### 2.1 Le projet Saint-Flavien

- Le projet Saint-Flavien, situé à environ 50 km au sud-ouest de la ville de Québec, consiste à convertir un ancien gisement épuisé de gaz naturel en un réservoir souterrain pour fins de stockage de gaz naturel. La Phase I du stockage a débuté en avril 1998, la Phase II en avril 1999 et la Phase III à l'automne 2000.
- C'est dans l'objectif d'optimiser l'efficacité et la flexibilité de ses opérations, tout en assurant la sécurité de ses approvisionnements gazeux, que Gaz Métropolitain, Inc. (GMI) s'est engagée, en 1992, à contracter toute capacité de stockage développée à Saint-Flavien et ce, jusqu'à  $140 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ . Ce contrat est d'une durée de 15 ans et renouvelable pour 15 années supplémentaires.
- Il existe au Québec un autre stockage souterrain de gaz naturel, soit celui de Pointe-du-Lac ( $22,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  recyclables) près de Trois-Rivières.
- Saint-Flavien et Pointe-du-Lac sont opérés par Intergaz détenue à 60% par Soquip Énergie Inc. et 40% par GDF Québec, filiale de Gaz de France.

### 2.2 Rappel – Phases de développement

- La structure de Saint-Flavien est composée de deux compartiments, soit :
  - Le réservoir du puits n° 3 dans lequel sont forés les puits n° 3, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 et le tout dernier puits n° 15 (réservoir n° 3).
  - Le réservoir du puits n° 1, dans lequel est foré le puits n° 1 uniquement (réservoir n° 1).
- Le développement du stockage est divisé en trois phases :
  - La Phase I, débutée en avril 1998 et qui suit son cours, est l'exploitation du réservoir n° 3 seulement, en utilisant les puits n° 3, 9, 10 et 12.
  - La Phase II, débutée à l'été 1999, impliquait la mise en exploitation du réservoir n° 1 en plus du réservoir n° 3 déjà en exploitation.
  - Le passage à la Phase III, débuté à l'automne 2000, consiste à améliorer les capacités de stockage en augmentant le ratio volume utile/volume total de 15 % à 50 %, pour atteindre ultimement un volume utile de  $100 \text{ à } 140 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ .

- Le forage de puits horizontaux, tels les SF-14 et SF-15 déjà forés et les puits SF-16 et SF-17 (ci-après proposés), s'inscrit dans cette phase.

### 2.3 Évolution des performances

- Le stockage de Saint-Flavien, en exploitation depuis avril 1998, a vu son volume utile, et donc ses revenus, s'accroître de la façon suivante :

	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003
<b>Phase</b>	<b>I</b>	<b>I – II</b>	<b>I – II</b>	<b>I – II – III</b>	<b>I – II – III</b>
Volume utile (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	24 42	48		68	79
Augmentation (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) ---		18	6	20	11
Croissance annuelle	---	75 %	14 %	42 %	16 %
Raison		Coussin (60 %) Phase III (15 %)	Coussin SF	-14	SF-15

- La croissance de 75 % au cours de la deuxième année d'exploitation est majoritairement reliée à l'augmentation du volume coussin de la Phase I (~ 60 %). L'impact du passage à la Phase II a été de 15 %.
- Pour l'année 2000-2001, la croissance de 14 % est due à la continuation d'injection de volume coussin.
- Pour l'année 2001-2002, la croissance de 42 % est attribuable à la Phase III soit par le forage du puits horizontal SF-14. Le forage de ce puits, effectué à l'automne 2000, a été un franc succès.
  - Le volume utile est passé de 48 à 68 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, soit une augmentation de 20 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> qui représente un revenu annuel additionnel de **2,4 M\$**.
  - Le gain en volume utile représente un résultat supérieur à notre prévision moyenne et supérieur à la valeur escomptée (valeur actualisée, tenant compte des probabilités de succès).
    - P<sub>min</sub> : 3,5 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>
    - P<sub>moy</sub> : 12,0 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>
    - P<sub>max</sub> : 24,0 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>
    - Valeur escomptée : 9,8 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>
    - **Résultat** : **20,0 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>**
- Les besoins en volume coussin ont diminué de 11,2 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, soit une réduction de dépenses en capital d'environ 2,4 M\$.
- Le « *payback* » des investissements reliés à ce puits a donc été inférieur à un an.

- Pour l'année 2002-2003, la croissance de 16 % est due à la poursuite de la Phase III, par le forage et la mise en exploitation du puits horizontal SF-15, à l'hiver 2002. Le résultat du deuxième puits horizontal a aussi été un franc succès.
  - Le volume utile est passé de 68 à 79  $10^6 \text{ m}^3$ , soit 11  $10^6 \text{ m}^3$  du volume additionnel pour un revenu annuel additionnel de **1,3 M\$**.
  - Le gain en volume utile se compare au résultat moyen prévu lors de la recommandation du projet et surpasse la valeur escomptée.

▪ $P_{\text{min}}$ :	2 $10^6 \text{ m}^3$
▪ $P_{\text{moy}}$ :	11 $10^6 \text{ m}^3$
▪ $P_{\text{max}}$ :	19 $10^6 \text{ m}^3$
▪ Valeur escomptée :	8 $10^6 \text{ m}^3$
▪ <b>Résultat</b>	<b>11 <math>10^6 \text{ m}^3</math></b>
  - Le « *payback* » des investissements reliés à ce dernier forage sera d'environ quatre ans.
- Les deux puits horizontaux ont été un franc succès technique et économique. Les forages ont permis d'ajouter 31  $10^6 \text{ m}^3$  de volume utile qui a progressé de 48 à 79  $10^6 \text{ m}^3$ . Ceci s'est traduit par une augmentation des revenus de **65 %** et cela à l'intérieur de deux ans seulement.

### 3. POURSUITE DE LA PHASE III

#### 3.1 Description

- Comme il a été indiqué précédemment, l'objectif visé par la Phase III est de poursuivre la croissance des capacités du stockage pour atteindre ultimement un volume utile entre 100 à 140  $10^6$  m<sup>3</sup>. Les risques géologiques, géophysiques et réservoirs sont toujours présents malgré le succès des derniers puits SF-14 et SF-15.

- Quatre volets sont envisagés :

- 1) La **STIMULATION** et les **RACCORDEMENTS** des puits existants. Trois puits ont été étudiés, soit :

**SF-01 (puits d'exploitation)** : Prématuré de stimuler ce puits d'exploitation à ce stade-ci. Advénant l'ajout de puits supplémentaires dans ce compartiment, la stimulation sera reconsidérée.

**SF-08 (puits d'observation)** : Il n'est pas rentable de le stimuler et de le raccorder pour le convertir en puits d'exploitation.

**SF-11 (puits d'observation)** : Il n'est pas rentable de le convertir en puits d'exploitation.

- 2) Le forage de puits « **INFILLS** » dans le compartiment ouest du réservoir n° 3.

La nature et les caractéristiques du réservoir de Saint-Flavien laissent présager que l'approche la plus économique pour développer le stockage à son plein potentiel est l'utilisation de la technique de forage horizontal.

Les leçons apprises lors du forage des SF-14 et SF-15 et les succès obtenus confirment cette hypothèse et nous amènent à poursuivre dans la même veine.

La partie ouest de ce compartiment, là où les puits d'exploitation se situent, est la plus connue et a été la cible des deux premiers forages horizontaux.

La possibilité d'ajouter un troisième puits dans le compartiment ouest du puits n° 3 a été examinée, mais avec l'apport des puits horizontaux SF-14 et SF-15, cette région est adéquatement exploitée par les puits existants. Donc, l'ajout d'un nouveau puits dans cette région est peu attrayant pour l'instant.

Les prochains forages se feront donc dans les zones s'éloignant des puits actuels, soit à l'est du puits vertical SF-12 (voir Annexe 1).

- 3) Le forage de puits « **STEPOUT** » dans des zones s'éloignant des puits d'exploitation actuels, soit à l'est du réservoir n° 3 et dans le réservoir n° 1.

Les prochains puits SF-16 et SF-17 seront localisés dans ces régions.

- 4) Des travaux d' **EXPLORATION**, impliquant la sismique additionnelle dans la région non couverte par le relevé sismique 3D existant et/ou le forage de puits additionnels dans des zones potentielles sur la structure de Saint-Flavien.

- 5) L'optimisation des **INFRASTRUCTURES** de surface. Les objectifs visés sont les suivants :

- L'ajout de compression pour abaisser la pression de succion et ainsi augmenter le volume utile. Les analyses préliminaires indiquent que l'ajout de compression sera rentable lorsque le volume utile atteindra  $100 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ .
- L'augmentation de la pression d'opération soit par l'ajout de gaz coussin, soit par l'ajout de puits combiné avec l'ajout de compression ou tout simplement l'ajout de compression seulement.
- La transformation du stockage saisonnier en un stockage de pointe. Avec les gains obtenus du SF-14 et SF-15, il est maintenant possible d'envisager d'offrir un service de pointe. Le contrat prévoit déjà un tarif attaché à un tel service.

- Les volets 4) et 5) sont sous évaluation et prendront de l'importance en 2003-2004.

## 3.2 Forage du troisième puits horizontal SF-16

### 3.2.1 Localisation

- Intragaz propose de forer un puits avec un drain horizontal de 800 mètres dans la région à l'est du puits d'exploitation SF-12. La tête de puits sera située à près de 350 mètres au sud-est du SF-01 et le point d'entrée du puits dans la zone d'intérêt serait à 100 mètres à l'ouest du SF-13. La section horizontale se prolonge sur plus de 300 mètres parallèlement à la faille normale F6 et se termine à près de 100 mètres avant de rencontrer le puits SF-07 vers l'extrémité nord-est du réservoir n° 3 (Annexe 1).
- Les raisons motivant la sélection de cette cible sont les suivantes :
  - Le prolongement du haut structural dans cette région favorise l'augmentation de la densité de fractures.
  - Le drainage de cette zone par les puits existants n'est pas adéquat car encore aucun puits d'exploitation n'y existe.
  - Le drain est positionné parallèlement à la faille F6 sur plus de 300 mètres, ce qui augmente la possibilité d'avoir une densité de fractures élevée.
  - Le puits traversera le réservoir à l'intérieur du contour -1360 m/mer, ce qui favorise une meilleure qualité du réservoir. En deçà de cette profondeur, le risque d'une pauvre qualité du réservoir augmente.

### 3.2.2 Risques

- On retrouve deux catégories de risques liés au forage du puits SF-16 : ceux liés au réservoir et son hétérogénéité et ceux liés à la technique du forage horizontal.
  - *Risque « réservoir »*
    - Il est principalement dû à l'hétérogénéité du réservoir. L'épaisseur du réservoir varie de 0 à 8 mètres à l'intérieur d'un rayon de 300 mètres. Étant donnée la faible épaisseur du réservoir, il est possible de manquer la zone d'intérêt.
    - La zone traversée par le drain SF-16 est située entre deux puits non producteurs soit le SF-07 et le SF-13. Toutefois, nous savons que la qualité des puits SF-07 et SF-13 n'est pas

garante de la qualité du réservoir entre ces deux puits. Encore une fois, l'hétérogénéité du réservoir est bien connue et prouvée et peut expliquer cette situation.

- Géologiquement, les unités au-dessus et en dessous de la zone d'intérêt B1 se ressemblent. Il s'avère donc difficile de se positionner. L'examen minutieux des retailles et du *gamma ray* est un atout. L'expérience acquise lors du forage des SF-14 et SF-15 diminue ces risques, mais ne les élimine pas complètement.
  - Il y a de fortes possibilités de rencontrer des failles à faible rejet le long du parcours, qui ne sont pas visibles si uniquement, augmentent le risque de manquer une partie de la cible. Encore une fois, l'expérience acquise lors du SF-15, soit la possibilité de forer un deuxième drain horizontal, atténue ce risque.
- *Risque « technique »*
- La technique du forage horizontal dans l'industrie pétrolière est très bien maîtrisée et rodée. L'expérience acquise avec les SF-14 et SF-15 est réconfortante et diminue ce risque.
- Basé sur ces critères, le risque d'obtenir un échec technique et économique est évalué à 30 %.

### 3.2.3 Performances anticipées

- Le potentiel du puits horizontal SF-16 peut varier considérablement en fonction de la qualité du réservoir rencontré.
- Pour fins d'analyse, trois scénarios ont été considérés et se résument comme suit :

Scénario	SF-16 Minimum	SF-16 Moyen	SF-16 Maximum
Volume utile supplémentaire ( $10^6 \text{ m}^3$ )	5	10	18
Probabilité de succès	30 %	50 %	20 %

### 3.2.4 Infrastructures additionnelles

- Les ajouts aux installations de surface se résument ainsi :

- Le puits SF-16 sera raccordé au poste de mesurage de la station et bénéficiera ainsi de sa propre rampe de mesurage et régulation en injection et soutirage.
- Aucun ajout de compression ou modification de la tour de déshydratation ne sera requis.

### 3.2.5 Analyse financière

#### Principales hypothèses :

- Volume utile :
  - Pour les trois scénarios, un volume utile supplémentaire de 5, 10 et 18  $10^6 \text{ m}^3$  est anticipé.
- Volume coussin :
  - Pour les trois scénarios, une réduction de l'injection du volume coussin de 2,5, 5 et 9  $10^6 \text{ m}^3$  est anticipée au cours des prochaines années.
  - De plus, à cause de la technique de forage « *underbalanced* » utilisée lors du forage, le gaz produit sera brûlé à l'atmosphère. Des pertes de 2,5  $10^6 \text{ m}^3$  sont anticipées.
  - Donc, dépendamment du scénario, la réduction nette en besoin de volume coussin est de 0, 2,5 et 6,5  $10^6 \text{ m}^3$ .
  - Pour l'été 2003, il reste 12,4  $10^6 \text{ m}^3$  de volume coussin à injecter. Dépendamment du résultat du puits SF-16, une partie de ce gaz sera revendue ou tout simplement pourrait être injectée dans le compartiment n° 1 pour poursuivre le développement de ce dernier.
- Revenus :
  - L'ajout de volume utile sera contracté par SCGM tel prévu au contrat liant les deux sociétés.
  - La perception des revenus supplémentaires se fera à partir d'avril 2003.
  - Comme le contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la mise en exploitation (1998), le coût de service sera renégocié pour avril 2013. Ce coût de service renégocié est estimé sur la base des coûts évités pour entreposer à Dawn, en Ontario, et

transporter la molécule de gaz jusqu'au distributeur. Pour les fins de l'analyse économique, le coût de service, donc les revenus, sera réduit à partir de 2013 pour correspondre à **60 %** des revenus de 2012. En se basant sur les coûts évités (Dawn et transport), nous estimons que ceci est conservateur.

- Investissements :
  - Le coût pour le forage horizontal est estimé à 4,5 M\$.
  - Le coût du raccordement est estimé à 500 k\$.
  - Le coût de mesure et divers est estimé à 150 k\$.
  - L'investissement total prévu est donc de 5,15 M\$.
  
- Coût d'opération :
  - Aucune augmentation n'est prévue.
  
- Taux d'inflation :
  - Le taux d'inflation est de 1,5 % pour les revenus et 2,0 % pour les coûts d'opération.
  
- Financement :
  - Le financement de ce forage proviendra des fonds d'Intragaz et aucune injection de fonds par les actionnaires n'est prévue.
  - L'analyse financière et la rentabilité en découlant assument un financement de l'investissement à 100 % équité.

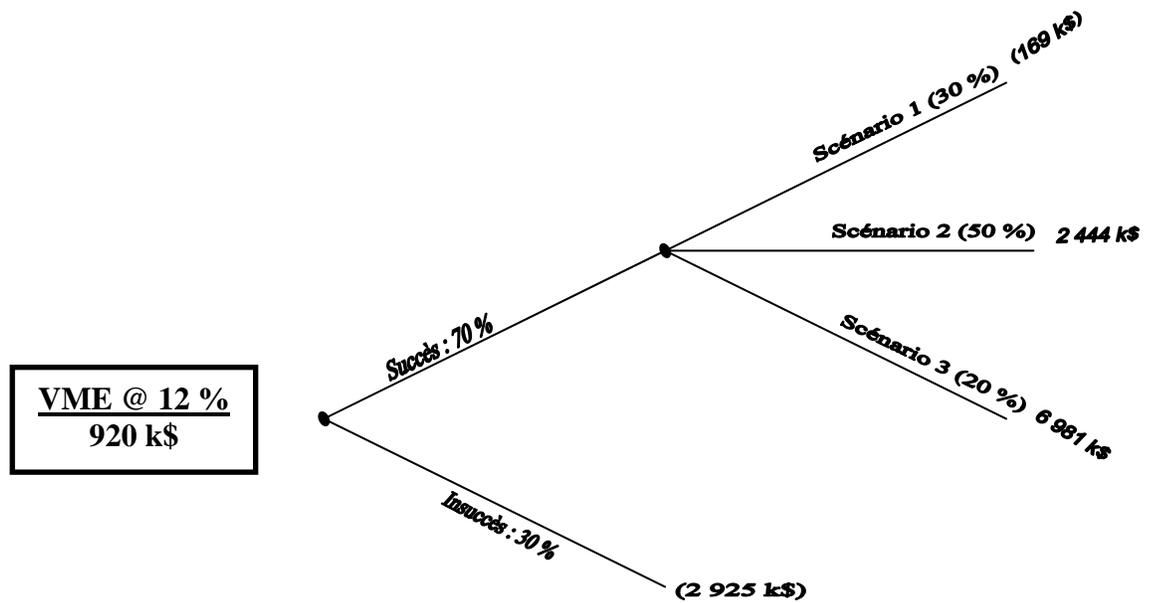
Résultats :

**RENTABILITÉ DES SCÉNARIOS  
(000\$)**

	Statu quo	SF-16 Min.	SF-16 Moyen	SF-16 Max.
Volume utile (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )				
Additionnel	---	5	10	18
TOTAL	79	84	89	97
Revenus annuels additionnels (k\$)		600	1 200	2 160
Volume coussin (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )				
Réduction	---	2,5	5	9
Pertes	---	<u>(2,5)</u>	<u>(2,5)</u>	<u>(2,5)</u>
Réduction nette	---	0	2,5	6,5
Gain ou réduction de capital investi (k\$)		0	565	1 470
Investissements additionnels (k\$)				
Forage	---	4 500	4 500	4 500
Raccordement	---	500	500	500
Mesurage et divers	---	<u>150</u>	<u>150</u>	<u>150</u>
		5 150	5 150	5 150
Rentabilité – après impôts				
TRI (100 % équité)		<b>11,3 %</b>	<b>21,5 %</b>	<b>38,8 %</b>
VAN à 12 %		<b>(169)</b>	<b>2 444</b>	<b>6 981</b>

Analyse et discussions

- L'arbre décisionnel suivant illustre les probabilités de succès associées à chacun des scénarios, ainsi que la VAN (12 % après impôts) pour chaque scénario.



- La valeur monétaire escomptée (VME) qui tient compte des probabilités qu'un événement se réalise, donne donc une valeur actuelle nette pondérée pour le risque de 920 k\$.

### 3.3 Forage du quatrième puits horizontal SF-17

#### 3.3.1 Localisation

- Intragaz propose de plus de forer un autre puits avec un drain horizontal de 800 mètres, cette fois dans le réservoir n° 1 à l'est du puits d'exploitation SF-01. Compte tenu que le résultat du puits SF-16, foré dans le compartiment n° 3, n'a pas d'influence sur le choix de localisation du puits SF-17 qui sera foré dans un compartiment indépendant, le forage successif de ces deux puits est proposé. Ceci permettra de mobiliser une foreuse à coûts réduits et l'économie sur les deux puits est de l'ordre de 400 k\$.
- La localisation finale en surface et sous surface n'est pas encore finalisée et se concrétisera d'ici juillet. La localisation préliminaire prévoit que le drain horizontal longera la faille de chevauchement F4 (annexe 2).
- La section horizontale sera parallèle à 100 mètres au sud de la faille de chevauchement F4.
- Les raisons motivant la sélection de cette cible sont les suivantes :
  - Le compartiment n° 1 contenait  $85 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  de gaz naturel à l'origine et plus de  $48 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  de gaz naturel ont été produits avant la conversion du gisement en stockage.
  - Le compartiment est sous-développé avec un ratio volume utile/volume total de seulement 10 %. Le potentiel est donc considérable.
  - Le puits traversera le haut structural du compartiment n° 1 pour favoriser l'augmentation de la densité de fractures.
  - Le puits est à proximité du SF-01 de façon à voir un point de contrôle.
  - Le drain est positionné parallèlement à la faille F6 sur toute sa longueur ce qui augmente la possibilité d'avoir une densité de fractures élevée.
  - Le puits traversera le réservoir à l'intérieur du contour - 1360 m/mer, ce qui favorise une meilleure qualité du réservoir. En deçà de cette profondeur, le risque d'une mauvaise qualité du réservoir augmente.

### 3.3.2 Risques

- On retrouve encore les mêmes catégories de risques liés au forage du puits SF-17 : ceux liés au réservoir et son hétérogénéité et ceux liés à la technique du forage horizontal.
  - *Risque « réservoir »*
    - Il est principalement dû à l'hétérogénéité du réservoir. L'épaisseur du réservoir du n° 1 est moins connue, car seulement un puits la traverse. SF-01 semble être fortement fracturé avec peu de hauteur utile (1 m). On fait l'hypothèse que l'épaisseur du réservoir peut varier de 0 à 8 mètres comme dans le compartiment n° 3.
    - La zone traversée par le drain SF -17 est située près de la faille de chevauchement.
    - Géologiquement, les unités au-dessus et en dessous de la zone d'intérêt B1 se ressemblent. Il s'avère donc difficile de se positionner. L'examen minutieux des retailles et de *gamma ray* est un atout. L'expérience acquise des SF-14 et SF-15 diminue ces risques, mais ne les élimine pas complètement.
    - Il y a de fortes possibilités de rencontrer des failles à faible rejet le long du parcours, qui ne sont pas visibles si seulement, augmentent le risque de manquer une partie de la cible.
    - Les connaissances acquises lors des forages SF-14 et SF-15, notamment le forage d'un deuxième latéral dans le SF-15, mitigent ce risque.
  - *Risque « technique »*
    - La technique du forage horizontal dans l'industrie pétrolière est très bien maîtrisée et rodée. L'expérience acquise avec les SF-14 et SF-15 est réconfortante et diminue ce risque.
- Basé sur ces critères, le risque d'obtenir un échec technique et économique est aussi évalué à 30 %.

### 3.3.3 Performances anticipées

- Le potentiel du puits horizontal SF-17 peut varier considérablement en fonction de la qualité du réservoir rencontré.

- Pour fins d'analyse, trois scénarios ont été considérés et se résument comme suit :

Scénario	SF-17 Minimum	SF-17 Moyen	SF-17 Maximum
Volume utile supplémentaire ( $10^6 \text{ m}^3$ )	4	8	17
Probabilité de succès	30 %	50 %	20 %

### 3.3.4 Infrastructures additionnelles

- Les ajouts aux installations de surface se résument ainsi :
  - Le puits SF-17 sera raccordé au poste de mesurage de la station et bénéficiera ainsi de sa propre rampe de mesurage et régulation en injection et soutirage.
  - Aucun ajout de compression ou modification de la tour de déshydratation ne sera requis.

### 3.3.5 Analyse financière

#### Principales hypothèses :

- Volume utile :
  - Pour les trois scénarios, un volume utile supplémentaire de 4, 8 et  $17 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  est anticipé.
- Volume coussin :
  - Aucune réduction de volume coussin n'est prévue.
  - De plus, à cause de la technique de forage « *underbalanced* » utilisée lors du forage, le gaz produit sera brûlé à l'atmosphère. Des pertes de  $2,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  sont anticipées.
- Revenus :
  - L'ajout de volume utile sera contracté par SCGM tel que spécifié dans le contrat.
  - La perception des revenus supplémentaires se fera à partir d'avril 2003.
  - Comme le contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la mise en exploitation en 1998, le coût de service sera renégocié pour avril 2013. Ce coût de service renégocié est

estimé sur la base des coûts évités pour entrainer à Dawn en Ontario et transporter la molécule de gaz jusqu'au distributeur. Pour l'analyse économique, le coût de service, donc les revenus, sera réduit à partir de 2013 pour correspondre à 60 % des revenus de 2012.

- Investissements :
  - Le coût pour le forage horizontal est estimé à 4,5 M\$.
  - Le coût du raccordement est estimé à 500 k\$.
  - Le coût de mesurage et divers est estimé à 150 k\$.
  - L'investissement total prévu est donc de 5,15 M\$.
  
- Coût d'opération :
  - Aucune augmentation n'est prévue.
  
- Taux d'inflation :
  - Le taux d'inflation est de 1,5 % pour les revenus et 2,0 % pour les coûts d'opération.
  
- Financement :
  - Le financement de ce forage proviendra des fonds d'Intragaz. Aucune injection de fonds par les actionnaires n'est prévue.
  - L'analyse financière et la rentabilité en découlant assument un financement de l'investissement à 100 % équité.

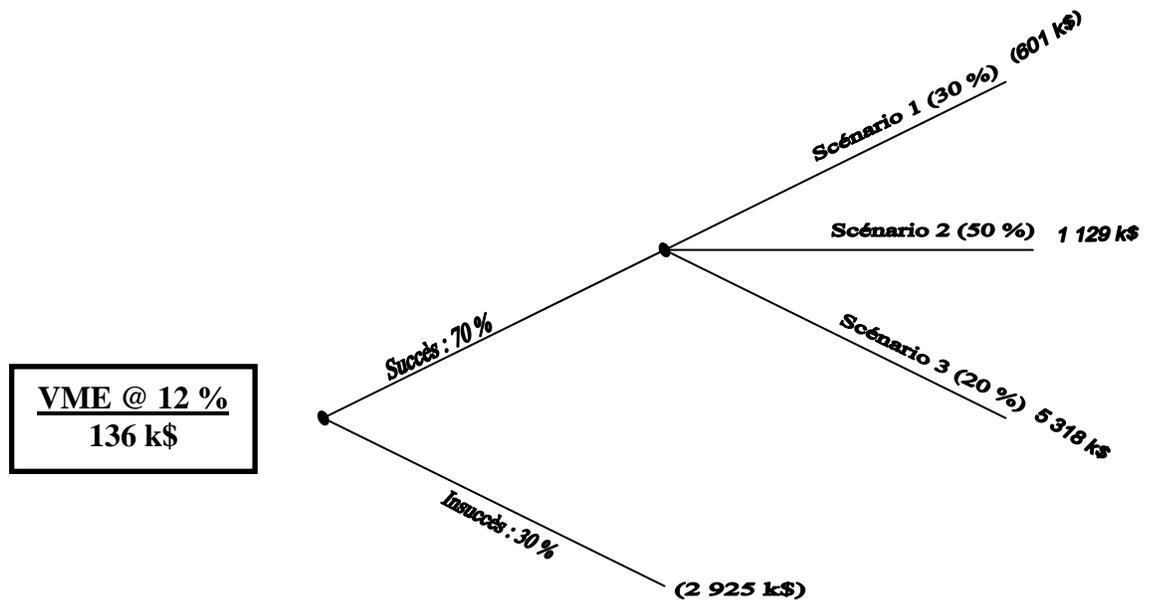
Résultats :

**RENTABILITÉ DES SCÉNARIOS  
(000\$)**

	<b>Statu quo</b>	<b>SF-17 Min.</b>	<b>SF-17 Moyen</b>	<b>SF-17 Max.</b>
Volume utile (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )				
Additionnel	---	4	8	17
TOTAL	79	83	87	96
Revenus annuels additionnels (k\$)		480	960	2 040
Volume coussin (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )				
Réduction	---	0,0	0,0	0,0
Pertes	---	<u>(2,5)</u>	<u>(2,5)</u>	<u>(2,5)</u>
Réduction nette	---	(2,5)	(2,5)	(2,5)
Gain ou réduction de capital investi (k\$)		(565)	(565)	(565)
Investissements additionnels (k\$)				
Forage	---	4 500	4 500	4 500
Raccordement	---	500	500	500
Mesurage et divers	---	<u>150</u>	<u>150</u>	<u>150</u>
		5 150	5 150	5 150
Rentabilité – après impôts				
TRI (100 % équité)		<b>9,3 %</b>	<b>16,3 %</b>	<b>29,0 %</b>
VAN à 12%		<b>(601)</b>	<b>1 129</b>	<b>5 318</b>

Analyse et discussions

- L'arbre décisionnel suivant illustre les probabilités de succès associées à chacun des scénarios, ainsi que la VAN (12 % après impôts) pour chaque scénario.



- La valeur monétaire escomptée (VME) qui tient compte des probabilités qu'un événement se réalise donne donc une valeur actuelle nette pondérée pour les risques de 136 k\$.

#### 4. ASPECTS JURIDIQUES

- Les autorisations (CPTA et ministère de l'Environnement) pour les sites de forages ont déjà été obtenues. Pour ce qui est des raccordements des puits, des démarches débuteront d'ici peu. Les délais sont d'environ trois mois.
- Le contrat de service actuel avec Gaz Métropolitain s'applique pour toute la capacité additionnelle visée. SCGM s'est engagée, en 1992, à contracter toute capacité de stockage développée à Saint-Flavien et ce, jusqu'à  $140 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ . Ce contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la date de mise en exploitation, soit avril 1998. Par la suite, les deux parties peuvent aviser de l'intention de prolonger pour 15 ans et les termes et conditions sont soit négociés ou décidés par un arbitre sur la base des coûts évités.
- Il importe de souligner que l'optimisation de la structure existante doit être effectuée le plus rapidement possible afin de profiter des conditions du contrat actuel, mais demande que les connaissances géoscientifiques soient bien maîtrisées afin de minimiser les risques associés à ces forages.

## 5. ÉCHÉANCIER

- Le forage et le raccordement des puits SF-16 et SF-17 progresseront essentiellement en deux étapes.
  - La première étape consistera à forer, parachever et évaluer les capacités des nouveaux puits. Ces travaux requerront des investissements de 4,5 M\$ par puits.
  - La deuxième étape consistera à effectuer les raccordements des puits, ainsi que les modifications pour le mesurage pour un investissement de 650 k\$ par puits.
- Donc, les principaux éléments de l'échéancier sont :

### SF-16

- |  |                  |
|--|------------------|
| ➤ Design détaillé du puits SF-16                               | Mai              |
| ➤ Soumission pour la foreuse et autres services et équipements | Juin             |
| ➤ Construction du site et mobilisation                         | Juillet          |
| ➤ Forage SF-16   | Août - Septembre |
| ➤ Parachèvement – Essai – Évaluation                           | Octobre          |
| ➤ Raccordement du puits  | Octobre          |

### SF-17

- |  |                     |
|--|---------------------|
| ➤ Design détaillé du puits SF-17                 | Juillet             |
| ➤ Soumission pour divers services et équipements | Août                |
| ➤ Construction du site                           | Septembre           |
| ➤ Forage SF-17                                   | Octobre - Novembre  |
| ➤ Parachèvement – Essai – Évaluation             | Novembre - Décembre |
| ➤ Raccordement du puits                          | Décembre            |

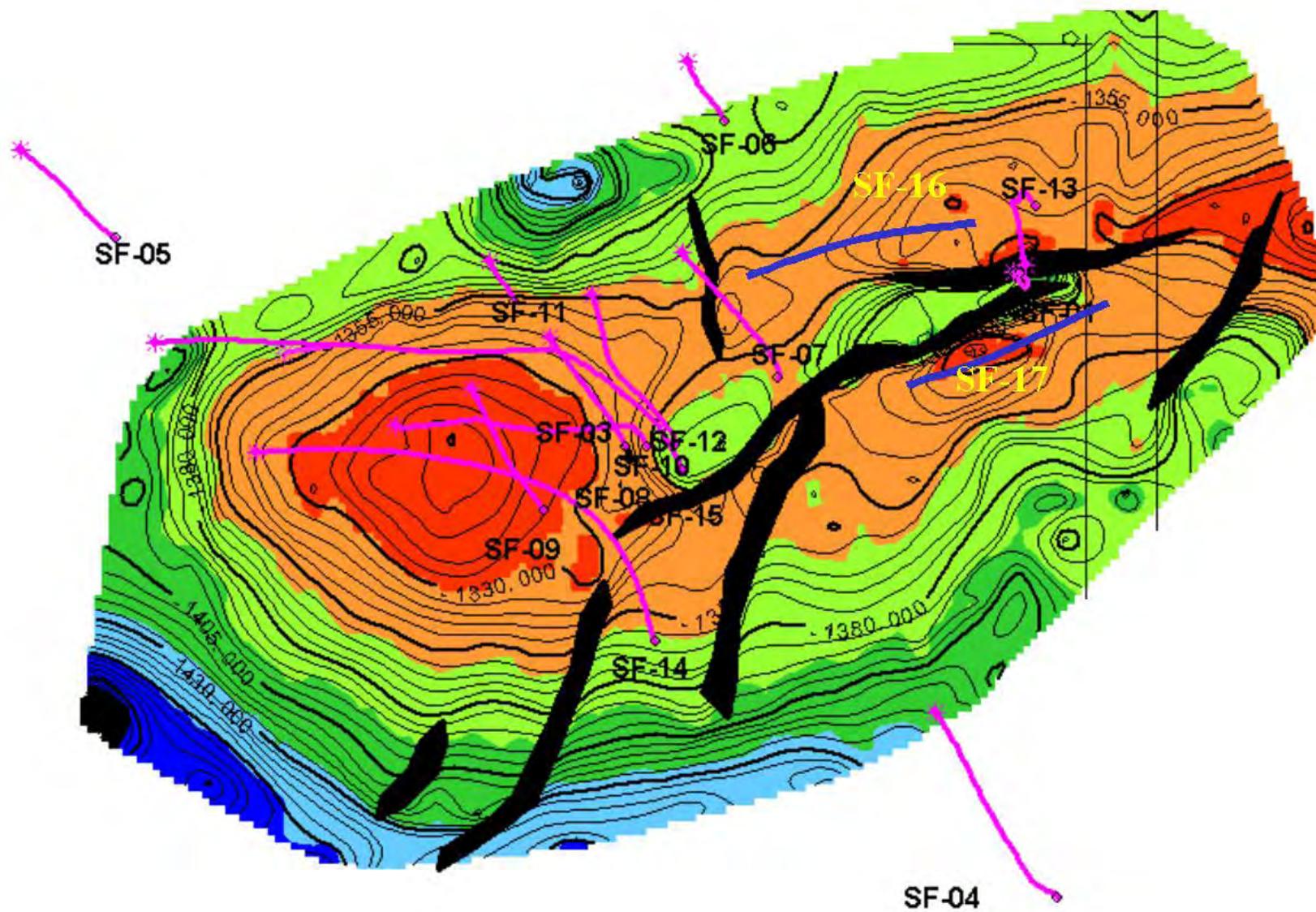
## 6. RECOMMANDATIONS

ATTENDU QUE la poursuite de la Phase III du site d'entreposage de gaz naturel à Saint-Flavien par les forages SF-16 et SF-17 requiert des investissements totaux en infrastructures de 10 300 000 \$,

IL EST RECOMMANDÉ :

- QUE Intragaz procède aux forages des puits SF-16 et SF-17; et,
- QUE Soquip Énergie Inc. et GDF Québec Inc. investissent en équité dans Intragaz, **si requis**, leur portion des investissements nécessaires pour le forage de ces deux puits.

# ANNEXE 1 – LOCALISATION DES PUIITS SF-16 ET SF-17



***PROJET D'INVESTISSEMENT***

**RÉSERVOIR D'ENTREPOSAGE SAINT-FLAVIEN  
FORAGE DU Puits SF-17B**

Présenté au Conseil d'administration d'Intragaz inc.  
le 12 décembre 2002

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. SOMMAIRE.....</b>	<b>3</b>
<b>2. ÉVOLUTION DES PERFORMANCES DU STOCKAGE .....</b>	<b>4</b>
<b>3. FORAGE DU CINQUIÈME Puits HORIZONTAL SF-17B.....</b>	<b>5</b>
3.1 LOCALISATION .....	5
3.2 RISQUES .....	5
3.3 PERFORMANCES ANTICIPÉES .....	6
3.4 INFRASTRUCTURES ADDITIONNELLES .....	6
3.5 ANALYSE FINANCIÈRE.....	7
<b>4. ASPECTS JURIDIQUES.....</b>	<b>9</b>
<b>5. ÉCHÉANCIER.....</b>	<b>10</b>
<b>6. RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>11</b>
<b>ANNEXE 1 – .....</b>	<b>12</b>

## 1. SOMMAIRE

La croissance du stockage de Saint-Flavien se porte bien. Les résultats des deux premiers forages de puits horizontaux, SF-14 et SF-15, effectués à l'automne 2000 et à l'hiver 2002 ont permis d'ajouter  $31 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  de volume utile et de le faire passer de  $48$  à  $79 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , soit une progression de 65 % des capacités du stockage.

En vue de poursuivre cette croissance, le forage des puits SF-16 et SF-17 a été approuvé en mai dernier. Le SF-16 a été foré à l'automne 2002 et l'essai de production de ce puits indique que le volume utile additionnel sera entre 6 et  $8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , représentant un retour sur investissement de plus de 13 %.

Le forage du SF-17 est présentement en cours et sera terminé vers la fin de l'année. Intragaz propose de forer un nouveau puits (nouveau drain horizontal) à partir du puits SF-17 (donc appelé SF-17B).

Attendu que ce nouveau puits (SF-17B) permettrait d'obtenir un gain de volume utile d'au moins  $2,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  et un rendement sur investissement d'au moins 12,3 %, il est recommandé qu'Intragaz effectue le forage du puits SF-17B au coût de 2 000 k\$.

## 2. ÉVOLUTION DES PERFORMANCES DU STOCKAGE

- Le stockage de Saint-Flavien, en exploitation depuis avril 1998, a vu son volume utile, et donc ses revenus, s'accroître de la façon suivante :

	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004
Phase	I	I – II	I – II	I – II – III	I – II – III	I – II – III
Volume utile ( $10^6 \text{ m}^3$ )	24	42	48	68	79	85
Augmentation ( $10^6 \text{ m}^3$ )	---	18	6	20	11	6
Croissance annuelle	---	75 %	14 %	42 %	16 %	8 %
Raison		Coussin (60 %) Phase II (15 %)	Coussin SF	SF-14	SF-15	SF-16

- La croissance des années 1998 à 2001 est une croissance « naturelle » due à l'injection de gaz coussin et au raccordement du réservoir du puits n° 1.
- Pour l'année 2001-2002, la croissance de 42 % est attribuable au forage du puits horizontal SF-14. Le forage de ce puits, effectué à l'automne 2000, a été un franc succès. Le volume utile est passé de 48 à 68  $10^6 \text{ m}^3$ , soit une augmentation de 20  $10^6 \text{ m}^3$  qui représente un revenu annuel additionnel de **2,4 M\$**. Le « *payback* » des investissements liés à ce puits a été inférieur à un an.
- Pour l'année 2002-2003, la croissance de 16 % est due à la poursuite des forages horizontaux, soit par le forage et la mise en exploitation du puits horizontal SF-15. Le résultat du deuxième puits horizontal a aussi été un franc succès. Le volume utile est passé de 68 à 79  $10^6 \text{ m}^3$ , soit 11  $10^6 \text{ m}^3$  de volume additionnel pour un revenu annuel additionnel de **1,3 M\$**. Le « *payback* » des investissements liés à ce forage sera d'environ quatre ans.
- Pour l'hiver 2003-2004, le puits SF-16 qui vient tout juste d'être foré procurera une augmentation du volume utile d'au moins 6  $10^6 \text{ m}^3$ . Ce volume sera confirmé au cours de l'hiver 2003 lors d'essais prolongés sur ce puits (présentement estimé entre 6 et 8  $10^6 \text{ m}^3$ ). Les revenus minimum annuels additionnels de ce puits seront de 720 000 \$ et procureront un retour sur l'investissement (100 % équité, après impôts) supérieur à 13 %.
- Le forage du puits SF-17 est en cours et selon les résultats obtenus, le volume utile pour l'hiver 2003-2004 sera encore plus élevé.

### 3. FORAGE DU CINQUIÈME Puits HORIZONTAL SF-17B

#### 3.1 Localisation

- Vu les connaissances acquises par Intragaz lors du forage des puits SF-14, 15 et 16 et compte tenu que les cibles géologiques s'y prêtent, Intragaz propose de forer un nouveau drain horizontal à partir du puits SF-17 (voir l'annexe 1). Ce nouveau puits sera alors appelé SF-17B.
- Le drain horizontal aura une longueur de près de 900 mètres et sera foré à partir du SF-17 à partir de 1650 mètres de profondeur. La section horizontale longera la trajectoire du SF-17 avec un certain angle tel qu'indiqué sur les figures à l'annexe 1.
- Les raisons motivant la sélection de cette cible sont les suivantes :
  - Une certaine section du puits traversera le haut de la structure, ce qui augmente la possibilité d'avoir une densité de fractures élevée.
  - Le drainage de cette zone par les puits existants ne sera pas adéquat.
  - L'utilisation du puits SF-17 pour les premiers 1650 mètres, ce qui réduit de façon significative le coût du forage.
- Ainsi, Intragaz pourra épargner des coûts d'environ 3,2 millions de dollars liés à des sections de puits déjà dans le SF-17, soit :
  - Le puits de la surface jusqu'à 1650 mètres;
  - à la tête de puits et à la colonne de production;
  - aux équipements de surface, dont le mesurage et le raccordement.

#### 3.2 Risques

- On retrouve deux catégories de risques liés au forage du puits SF-17B : ceux liés au réservoir et son hétérogénéité et ceux liés à la technique du forage horizontal.
  - *Risque « réservoir »*
    - Il est principalement dû à l'hétérogénéité du réservoir. L'épaisseur du réservoir varie de 0 à 8 mètres et étant donnée sa faible épaisseur, il est possible de manquer la zone d'intérêt.
    - Il y a de fortes possibilités de rencontrer des failles à faible rejet le long du parcours, qui ne sont pas visibles si seulement,

augmentant le risque de manquer une partie de la cible. L'expérience acquise lors du SF-15 et SF-16 (qui ont tous deux rencontré des failles), soit la possibilité de forer des *sidetracks* horizontaux à partir du drain principal, atténue ce risque.

- Dû à la proximité du drain du SF-17, les résultats géologiques de ce dernier atténueront davantage les risques liés au drain du SF-17B.

➤ *Risque « technique »*

- La technique du forage horizontal dans l'industrie pétrolière est très bien maîtrisée et rodée. L'expérience acquise avec les SF-14, 15 et 16, notamment dans le forage de *sidetracks*, est réconfortante et diminue ce risque.

- Basé sur ces critères, le risque d'obtenir un échec technique et économique est faible.

### 3.3 Performances anticipées

- Le potentiel du puits horizontal SF-17B peut varier considérablement en fonction de la qualité du réservoir rencontré.
- Pour les fins de l'analyse financière, nous avons déterminé quel serait le volume utile additionnel requis pour obtenir un retour sur investissement (après impôts) de 12 %.
- Le volume minimum requis serait donc de  $2,55 \times 10^6 \text{ m}^3$  additionnels. Nous jugeons que cela représente un scénario minimum compte tenu que les puits horizontaux précédents ont permis d'ajouter 20, 11 et 6 à  $8 \times 10^6 \text{ m}^3$  respectivement.
- Toutefois, ce scénario « minimum » sera revu et actualisé en fonction des résultats du SF-17. Si nous jugeons, en fonction des résultats réels du SF-17, que ce scénario n'est plus probable, nous n'effectuerons pas l'investissement.

### 3.4 Infrastructures additionnelles

- Aucune infrastructure additionnelle ne sera requise car le puits SF-17B produira via le puits SF-17.

### 3.5 Analyse financière

#### Principales hypothèses :

- Volume utile :
  - Un volume utile supplémentaire d'au moins  $2,55 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  est anticipé.
  
- Volume coussin :
  - Aucune réduction de l'injection du volume coussin n'est anticipée .
  
  - De plus, à cause de la technique de forage « *underbalanced* » utilisée lors du forage, le gaz produit sera brûlé à l'atmosphère. Des pertes de  $1,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  sont anticipées.
  
- Revenus :
  - L'ajout de volume utile sera contracté par SCGM tel que prévu au contrat liant les deux sociétés.
  
  - La perception des revenus supplémentaires se fera à partir d'avril 2003.
  
  - Comme le contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la mise en exploitation (1998), le coût de service sera renégocié pour avril 2013. Pour les fins de l'analyse économique, le coût de service, donc les revenus, est réduit à partir de 2013 pour correspondre à **60 %** des revenus de 2012. En se basant sur les coûts évités, nous estimons que ceci est conservateur.
  
- Investissements :
  - Le coût pour le forage horizontal est estimé à 2,0 M\$.
  - Le coût du raccordement est nul.
  - Le coût de mesurage et divers est nul.
  - L'investissement total prévu est donc de 2,0 M\$.
  
- Coût d'opération :
  - Aucune augmentation liée au puits SF-17B n'est prévue.
  
- Taux d'inflation :
  - Aucune inflation des revenus n'est prise en compte.
  
- Financement :
  - Le financement de ce forage proviendra des fonds d'Intragaz et aucune injection de fonds par les actionnaires n'est prévue.

- L'analyse financière et la rentabilité en découlant assument un financement de l'investissement à 100 % équité.

- Résultats :

<b>RENTABILITÉ (000\$)</b>		<b>SF-17B Min.</b>
Volume utile (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		
Additionnel		2,55
TOTAL		87,55
Revenus annuels additionnels (k\$)		310
Volume coussin (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		
Réduction		---
Pertes		<u>1,0</u>
Réduction nette		1,0
Gain ou réduction de capital investi (k\$)		(95)
Investissements additionnels (k\$)		
Forage		2 000
Raccordement		0
Mesurage et divers		<u>0</u>
		2 000
Rentabilité – après impôts		
TRI (100 % équité)		<b>12,3 %</b>

Donc, un volume additionnel de 2,55 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> est requis pour obtenir un rendement après impôts de 12 %. Le risque d'obtenir ce volume, ou moins, associé à ce forage est faible. La probabilité est plus forte d'obtenir au moins ce volume ou plus.

#### 4. ASPECTS JURIDIQUES

- Les autorisations (CPTA et ministère de l'Environnement) pour le site de forage et le raccordement du puits ont déjà été obtenues (même site que le SF-17).
- Le contrat de service actuel avec Gaz Métropolitain s'applique pour toute la capacité additionnelle visée. SCGM s'est engagée, en 1992, à contracter toute capacité de stockage développée à Saint-Flavien et ce, jusqu'à  $140 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ . Ce contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la date de mise en exploitation, soit avril 1998. Par la suite, les deux parties peuvent aviser de l'intention de prolonger pour 15 ans et les termes et conditions sont soit négociés ou décidés par un arbitre sur la base des coûts évités.
- Il importe de souligner que l'optimisation de la structure existante doit être effectuée le plus rapidement possible afin de profiter des conditions du contrat actuel, mais demande que les connaissances géoscientifiques soient bien maîtrisées afin de minimiser les risques associés à ces forages.

## 5. ÉCHÉANCIER

- Le forage et le raccordement du puits SF-17B s'effectuera immédiatement après le forage et l'évaluation du puits SF-17 qui est en cours. Nous prévoyons forer le SF-17B au début de 2003.
- Les principaux éléments de l'échéancier sont :

### **SF-17 (en cours)**

- |  |                   |
|--|-------------------|
| ➤ Construction du site et mobilisation | Octobre           |
| ➤ Forage SF-17                         | Novembre-décembre |
| ➤ Essai – Évaluation                   | Décembre          |

### **SF-17B**

- |                                      |                   |
|--------------------------------------|-------------------|
| ➤ Design détaillé du puits SF-17B    | Novembre          |
| ➤ Construction du site               | Complétée (SF-17) |
| ➤ Forage SF-17B                      | 5 au 24 janvier   |
| ➤ Parachèvement – Essai – Évaluation | Fin janvier       |
| ➤ Raccordement du puits (SF-17)      | Février           |

## 6. RECOMMANDATIONS

ATTENDU QUE la poursuite du développement du site d'entreposage de gaz naturel à Saint-Flavien par le forage SF-17B requiert des investissements totaux en infrastructures de 2 000 000 \$,

IL EST RECOMMANDÉ :

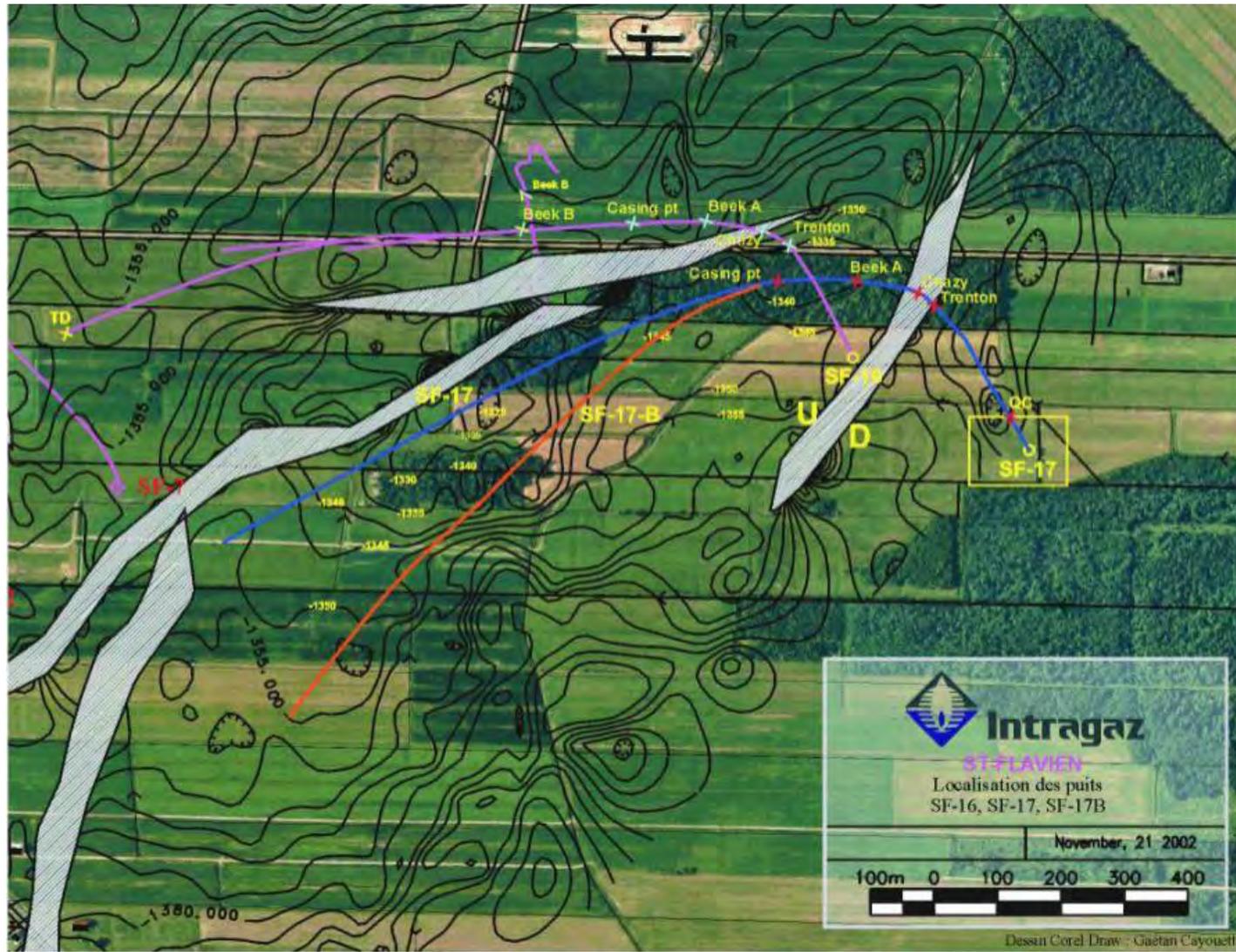
- QUE, conditionnel à un résultat positif autant géologique qu'économique du SF-17, Intragaz procède au forage du puits SF-17B;
- QUE deux dirigeants de Soquip Énergie Inc. soient autorisés à poser tout geste nécessaire ou utile pour donner plein effet aux présentes

ANNEXE 1 –

Figure 1 – LOCALISATION DES PUIS SELON LA STRUCTURE DE SAINT-FLAVIEN



Figure 2 – LOCALISATION DES PUIXS SF-16, SF-17 ET SF-17B



***PROJET D'INVESTISSEMENT***



**SAINT-FLAVIEN  
STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL  
FORAGES DES Puits HORIZONTALS SF-18 ET SF-19**

Présenté au Conseil d'administration d'Intragaz  
Le 17 juin 2003

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. SOMMAIRE .....</b>	<b>3</b>
<b>2. ÉVOLUTION DES PERFORMANCES DU STOCKAGE.....</b>	<b>4</b>
<b>3. FORAGE DES CINQUIÈME ET SIXIÈME PUIITS HORIZONTAUX .....</b>	<b>6</b>
3.1 FORAGE DU CINQUIÈRE PUIITS HORIZONTAL SF-18 .....	7
3.1.1 Localisation .....	7
3.1.2 Risques .....	8
3.1.3 Performances anticipées .....	9
3.1.4 Infrastructures additionnelles .....	9
3.1.5 Analyse financière .....	9
3.2 FORAGE DU SIXIÈME PUIITS HORIZONTAL SF-19 .....	13
3.2.1 Localisation .....	13
3.2.2 Risques .....	13
3.2.3 Performances anticipées .....	14
3.2.4 Infrastructures additionnelles .....	15
3.2.5 Analyse financière .....	15
<b>4. ASPECTS JURIDIQUES .....</b>	<b>19</b>
<b>5. ÉCHÉANCIER .....</b>	<b>20</b>
<b>6. RECOMMANDATIONS .....</b>	<b>21</b>
<b>ANNEXE 1 – LOCALISATION DES PUIITS SF-14, SF-15, SF-16 ET SF-17 .....</b>	<b>22</b>
<b>ANNEXE 2 – LOCALISATION DU PUIITS SF-18 .....</b>	<b>25</b>
<b>ANNEXE 3 – LOCALISATION DU PUIITS SF-19 .....</b>	<b>28</b>

## 1. SOMMAIRE

Depuis l'automne 2000 le forage de quatre puits horizontaux dans le stockage souterrain de gaz naturel de Saint-Flavien a permis de doubler la capacité d'entreposage. Le volume utile est passé de 48 à 96  $10^6$  m<sup>3</sup> tandis que les revenus annuels sont grimés de 5,8 à 11,6 millions de dollars.

L'évaluation préliminaire des puits SF-18 et SF-19 démontre que leur forage permettrait de poursuivre cette croissance. L'augmentation du volume utile résultant de ces forages procurerait une valeur monétaire escomptée (pondérée pour le risque) de 1 978 k\$ et 1 991 k\$ respectivement.

Les travaux d'ingénierie de forage, de géologie, de géophysique et d'ingénierie de réservoir pour la préparation du forage des puits SF-18 et SF-19 sont en cours. Le choix final des localisations souterraines, ainsi que le design et le budget final des puits ne seront terminés qu'à la mi-juin et seront présentés, pour approbation finale, au Conseil d'administration d'Intragaz qui se tiendra le 17 juin 2003.

Les travaux de préparation du site de forage du puits SF-18 doivent s'amorcer vers le début de juillet en vue de débiter les activités de forage au début d'août. Intragaz devra supporter des frais d'attente quotidiens (*standby costs*) pour la foreuse si les travaux débutent après le 1<sup>er</sup> août.

Compte tenu que le forage des puits SF-18 et SF-19 procurent un rendement sur l'équité « escomptée » de 22,8 % et 23 % respectivement, il est recommandé qu'Intragaz effectue le forage et le raccordement des puits horizontaux SF-18 et SF-19 à un coût de 6 700 000 \$ chacun.

## 2. ÉVOLUTION DES PERFORMANCES DU STOCKAGE

Le stockage souterrain de gaz naturel de Saint-Flavien, situé à environ 50 km au sud-ouest de la ville de Québec, est opéré et développé par Intragaz détenu à 60 % par Soquip Énergie Inc. et 40 % par GDF Québec, filiale de Gaz de France.

Le stockage de Saint-Flavien comporte deux compartiments/réservoirs distincts, soit :

- Le réservoir du puits n° 3, dans lequel sont forés les puits n° 3 et n° 7 à 16 (réservoir n° 3).
- Le réservoir du puits n° 1, dans lequel sont forés les puits n° 1 et 17 (réservoir n° 1).

Le développement du stockage s'est poursuivi en trois phases :

- La Phase I, débutée en avril 1998, a mis en exploitation le réservoir n° 3 en utilisant les puits n° 3, 9, 10 et 12.
- Au début de l'été 1999, la Phase II a été amorcée avec la mise en exploitation du réservoir n° 1.
- La Phase III, débutée à l'automne 2000, consistait à améliorer les capacités du stockage en augmentant le ratio volume utile/volume total de 15 % à 50 %, pour atteindre ultimement un volume utile de 100 à 140  $10^6 \text{ m}^3$ . Le forage de puits horizontaux, tels que les SF-14, SF-15, SF-16 et SF-17 déjà forés, et les puits proposés SF-18 et SF-19 s'inscrivent dans cette phase.

Le stockage de Saint-Flavien, en exploitation depuis avril 1998, a vu son volume utile, et donc ses revenus, s'accroître de la façon suivante :

	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003	2003-2004
<b>Phase</b>	<i>I</i>	<i>I – II</i>	<i>I – II</i>	<i>I-II-III</i>	<i>I-II-III</i>	<i>I-II-III</i>
Volume utile ( $10^6 \text{ m}^3$ )	24 42		48	68	79	96
Augmentation ( $10^6 \text{ m}^3$ )	---	18	6	20	11	17
Croissance annuelle	---	75 %	14 %	42 %	16 %	21 %
Raison		Coussin (60 %) Phase II (15 %)	Coussin	SF-14	SF-15	SF-16 et S-17

- La croissance de 75 % au cours de la deuxième année d'exploitation, est majoritairement reliée à l'augmentation du volume coussin de la Phase I (~ 60 %). L'impact du passage à la Phase II a été de 15 %.

- Pour l'année 2000-2001, la croissance de 14 % est due à la poursuite de l'injection de volume coussin.
- Pour l'année 2001-2002, la croissance de 42 % est attribuable à l'amorçage de la Phase III, soit par le forage du premier puits horizontal SF-14. Le forage de ce puits, effectué à l'automne 2000, a été un franc succès. Le volume utile est passé de 48 à 68 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, soit une augmentation de 20 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, représentant un revenu annuel additionnel de **2,4 M\$**.
- Pour l'année 2002-2003, la croissance de 16 % est due à la poursuite de la Phase III, par le forage et la mise en exploitation du puits horizontal SF-15, à l'hiver 2002. Le résultat du deuxième puits horizontal a aussi été un franc succès. Le volume utile est passé de 68 à 79 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> représentant un revenu annuel additionnel de **1,3 M\$**.
- Le forage et le raccordement des deux derniers puits horizontaux, SF-16 et SF-17, à l'automne 2002 et au début 2003 ont permis de tester ces puits au cours du dernier hiver et de confirmer un volume additionnel d'au moins 17 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Le volume utile pour l'année 2003-2004 (avril 2003 à mars 2004) est passé de 79 à 96 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, ce qui représente un revenu annuel additionnel de **2,0 M\$**.

Il est important de noter qu'aucune capacité de compression supplémentaire n'a été installée depuis la mise en exploitation du stockage. De ce fait, l'augmentation du volume utile par l'ajout de puits doit se calculer à des pressions de suction au compresseur de plus en plus élevées. Donc, pour un puits de même qualité, le gain net en volume utile diminue avec l'accroissement du volume utile.

À titre d'illustration, le premier puits horizontal SF-14, qui a procuré un gain net en volume utile de 20 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>, procurerait un volume utile de 15 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> s'il était foré aujourd'hui. Ceci est dû à l'accroissement de la pression minimum atteignable à la suction du compresseur en fonction de la croissance du volume utile.

L'ajout de capacité de compression additionnelle permettra donc d'abaisser la pression de suction et, de ce fait même, d'augmenter le volume utile en améliorant la contribution des derniers puits forés. Les évaluations techniques et économiques de l'ajout de capacité de compression ont démontré qu'il était prématuré d'ajouter de la compression maintenant. Advenant les succès du ou des prochains puits, l'ajout de compression devrait être rentable et sera revu à la fin 2003, début 2004.

### 3. FORAGE DES CINQUIÈME ET SIXIÈME Puits HORIZONTAUX

Même avec la forte croissance obtenue au cours des deux dernières années, la structure de Saint-Flavien renferme encore un beau potentiel encore inexploité. L'ajout des puits 18 et 19 vise à valoriser ce potentiel.

Cependant, avec quatre puits horizontaux et plus de 5,5 km de drains latéraux qui sillonnent la structure ( **Annexe 1**), le choix des prochaines localisations en sous-surface devient de plus en plus difficile.

D'abord il est important de minimiser l'impact des nouveaux puits sur les puits existants de façon à optimiser le gain net en volume utile. Les prochaines localisations devront donc être plus proches des bordures de la structure en vue de minimiser les coûts de raccordement.

De plus, la localisation en surface peut être importante en vue de minimiser les coûts de raccordement mais influence aussi sur la technique de forage utilisée pour atteindre la cible souterraine. En somme, le jeu de la localisation souterraine versus la localisation en surface aura un impact sur la technique de forage utilisée et les coûts qui en résultent.

L'ingénierie et la préparation pour le forage des deux prochains puits sont en cours. Nous avons repoussé au début d'août la date du premier forage afin de mener à terme les études suivantes qui nous permettront de mieux localiser les puits :

- *Revue géologique/géophysique/réservoir*
  - Étude de lames minces sur les retailles de roches pour mieux caractériser les régions traversées par les puits horizontaux;
  - Étude des éléments chimiques « *chemostratigraphy* » pour évaluer la signature chimique de la roche réservoir et statuer si cette méthode peut être utilisée lors du prochain forage afin d'aider à mieux positionner le puits dans la zone poreuse;
  - Recartographier la structure en s'appuyant sur la sismique 3D et l'interprétation d'anciennes lignes 2D et l'information obtenue lors des derniers puits;
  - Cartographier jusqu'au front de l'échelle de Saint-Flavien, ce qui a pour effet d'élargir la structure;
  - Remettre à jour le modèle numérique du réservoir.

➤ *Revue d'ingénierie*

- Examiner la viabilité technique et économique de récupérer le gaz produit lors du forage et de forer un puits avec deux drains, comme le SF-17;
- Examiner la viabilité technique et économique de forer les premiers 1000 mètres verticalement, permettant éventuellement le forage d'un troisième drain horizontal.

Les puits SF-16 et SF-17 ont été forés avec une foreuse mobilisée à partir de l'Ouest canadien, soit la foreuse Nabors 9E.

En février dernier, suite au forage du puits SF-17, Nabors Drilling a voulu ramener sa foreuse dans l'Ouest canadien dû au niveau d'activité qui avait repris en force (521 foreuses à l'œuvre, soit 182 de plus qu'à pareille date l'an passé).

Intragaz a donc négocié une entente de « *standby* » pour garder la foreuse ici au Québec. Ce « *standby* » de 400 000 \$ permettra d'avoir la foreuse aux mêmes tarifs pour les prochains puits, en plus de sauver le 1,1 million de dollars requis pour démobiliser la foreuse 9E et remobiliser une nouvelle foreuse.

Toutefois, à partir du début d'août un « *standby* » quotidien de 7 500 \$ sera applicable si les activités reliées au forage n'ont pas débuté et que nous désirons garder la foreuse.

De façon à être prêt à forer pour le début d'août et ne pas engendrer de ce « *standby* » additionnel, nous présentons dans ce document les localisations et évaluations préliminaires des deux prochains puits. Les localisations en surface et sous-surface ainsi que les volumes, les coûts et les économiques seront revus et finalisés pour approbation par le Conseil d'administration d'Intragaz lors de la prochaine réunion qui aura lieu le 17 juin 2003. Nous estimons que les coûts finaux de forage seront égaux ou inférieurs à ceux présentés.

### 3.1 FORAGE DU CINQUIÈME Puits HORIZONTAL SF-18

#### 3.1.1 Localisation

- Intragaz propose de forer un puits avec deux drains horizontaux dans la partie est du réservoir n° 3. Le premier drain (L1) d'une longueur de 1 000 m sera situé à 350 mètres au nord du puits SF-16 et sera parallèle à celui-ci. Le second drain (L2) d'une longueur de 500 m sera situé à l'est du puits SF-16 (**Annexe 2**).
- Les raisons motivant la sélection de ces cibles sont les suivantes :
  - Le puits SF-16, foré dans le compartiment est du réservoir n° 3 le long de la faille F6, semble fortement fracturé et fortement isolé du compartiment ouest. La réponse en pression du puits SF-16

jumelée à notre modèle géologique/réservoir de la structure nous indique que la connectivité entre la partie ouest et est du compartiment du réservoir n° 3 se fait au nord du SF-16 en s'approchant du front de l'échelle. Le drain L1 est donc positionné à plusieurs centaines de mètres au nord de la faille F6 dans une zone moins perturbée mais qui permettra de taper une zone non drainée par le SF-16.

- Le puits SF-16 a démontré que la faille F6 au sud de ce puits a une densité de fractures élevée. Le drain L2 est positionné de façon à rencontrer perpendiculairement ces fractures à l'est du drain SF-16.

### 3.1.2 Risques

- On retrouve deux catégories de risques reliés au forage du puits SF-18 : ceux reliés au réservoir et à son hétérogénéité et ceux reliés à la technique du forage horizontal.
  - *Risque « réservoir »*
    - Il est principalement dû à l'hétérogénéité du réservoir. L'épaisseur du réservoir varie de 0 à 8 mètres à l'intérieur d'un rayon de 300 mètres. Étant donné la faible épaisseur du réservoir, il est possible de manquer la zone d'intérêt.
    - Géologiquement, les unités au-dessus et en dessous de la zone d'intérêt B1 se ressemblent. Il s'avère donc difficile de se positionner. L'examen minutieux des retailles de forage et du « *gamma ray* » est un atout. L'expérience acquise lors des quatre forages précédents diminue ces risques, mais ne les élimine pas complètement.
    - Il y a de fortes possibilités de rencontrer des failles à faible rejet le long du parcours, qui ne sont pas visibles sismiquement augmentant le risque de manquer une partie de la cible. L'expérience acquise lors des SF-15 et SF-16 (qui ont tous deux rencontré des failles), soit la possibilité de forer des « *sidetracks* » horizontaux à partir du drain principal, atténue ce risque.
  - *Risque « technique »*
    - La technique du forage horizontal dans l'industrie pétrolière est très bien maîtrisée et rodée. Intragaz est à la fine pointe de la technologie de forage avec l'utilisation de la technique « *overpressured underbalanced* », la technologie DDV (1<sup>ère</sup> installation au Canada), la génération de gaz inerte et le forage de drains latéraux multiples. Nous pousserons davantage la technique si nous parvenons à récupérer le gaz produit lors des

forages et sa réinjection dans les puits existants. Cette technique est à l'étude et nous statuerons d'ici le début du forage. Somme toute, l'expérience acquise avec les quatre premiers forages est réconfortante et diminue ce risque.

- Basé sur ces critères, le risque d'obtenir un échec technique et économique est évalué à 15%.

### 3.1.3 Performances anticipées

- Le potentiel du puits horizontal SF-18 peut varier considérablement en fonction de la qualité du réservoir rencontré.
- Pour fins d'analyse, trois scénarios ont été considérés et se résument comme suit :

Scénario	SF-18 Minimum	SF-18 Moyen	SF-18 Maximum
Volume utile supplémentaire ( $10^6\text{m}^3$ )	8	12	20
Probabilité de succès	25 %	50 %	25 %

### 3.1.4 Infrastructures additionnelles

- Les ajouts aux installations de surface se résument ainsi :
  - Le puits SF-18 sera raccordé au poste de mesurage des puits SF-16 et SF-17 et bénéficiera ainsi de sa propre rampe de mesurage et régulation en injection et soutirage.
  - Aucun ajout de compression ou modification de la tour de déshydratation ne sera requis.

### 3.1.5 Analyse financière

#### Principales hypothèses :

- Volume utile :
  - Pour les trois scénarios un volume utile supplémentaire de 8, 12 et  $20 \cdot 10^6\text{m}^3$  est anticipé.
- Volume coussin :
  - Pour les trois scénarios, aucune réduction ou revente de volume coussin n'est anticipée.

- Revenus :
  - L'ajout de volume utile sera contracté par SCGM tel que prévu au contrat liant les deux sociétés.
  - La perception des revenus supplémentaires se fera à partir d'avril 2004.
  - Comme le contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la mise en exploitation (1998), le coût de service sera renégocié pour avril 2013. Ce coût de service renégocié est estimé sur la base des coûts évités pour entreposer à Dawn, en Ontario, et transporter la molécule de gaz jusqu'au distributeur, Gaz Métropolitain. Pour les fins de l'analyse économique, le coût de service, donc les revenus, sera réduit à partir de 2013 pour correspondre à **60 %** des revenus de 2012.
- Investissements :
  - Le coût pour le forage horizontal est estimé à 6,2 M\$.
  - Le coût du raccordement est estimé à 350 k\$.
  - Le coût de mesurage et divers est estimé à 150 k\$.
  - L'investissement total prévu est donc de 6,7 M\$.
- Coût d'opération;
  - Un coût d'opération annuel de 50 000\$ est ajouté pour couvrir les frais de transport du gaz soutiré, de redevances, d'énergie, etc.
- Taux d'inflation :
  - Le taux d'inflation est de 0 % pour les revenus et 2,0 % pour les coûts d'opération.
- Financement :
  - Ce forage sera entièrement financé par Intragaz, soit par ses fonds autogénérés et par l'utilisation de sa facilité auprès de la banque Dexia.
  - Aucune injection de fonds par les actionnaires n'est prévue ou requise.

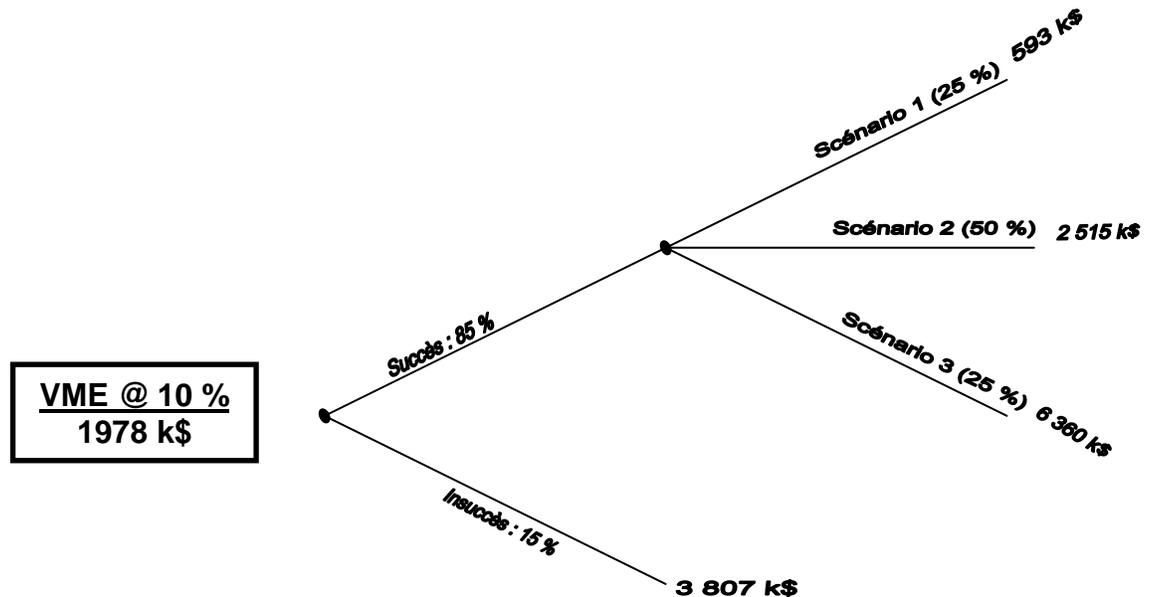
Résultats :

**RENTABILITÉ DES SCÉNARIOS**  
**(000 \$)**

	<b>Statu Quo</b>	<b>SF-18 Min.</b>	<b>SF-18 Moyen</b>	<b>SF-18 Max.</b>
Volume utile (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )				
Additionnel	---	8	12	20
TOTAL	96	104	108	116
Revenus annuels additionnels (k\$)		955	1 430	2 385
Investissements additionnels (k\$)				
Forage	---	6 200	6 200	6 200
Raccordement	---	350	350	350
Mesurage et divers	---	<u>150</u>	<u>150</u>	<u>150</u>
		6 700	6 700	6 700
Rentabilité – après impôts				
<u>100 % équité</u>				
TRI		8,32 %	13,78 %	23,28 %
VAN 10 % (k\$)		(561) 1	360 5	204
VAN 12 % (k\$)		(1 082)	560	3 850
<u>50 % dette</u>				
TRE		14,9 %	27,6 %	46,9 %
VAN 10 % (k\$)		593 2	515 6	360
VAN 12 % (k\$)		304 1	948 5	234

### Analyse et discussions

- L'arbre d'écisionnel suivant illustre les probabilités de succès associées à chacun des scénarios, ainsi que la VAN (10 %, 50 % dette) pour chaque scénario.



- La valeur monétaire escomptée (VME) qui tient compte des probabilités qu'un événement se réalise, donne donc une valeur actuelle nette pondérée pour le risque de 1 978 k\$. Le taux de rendement sur équité (scénario avec dette) donne un résultat « escompté » de 22,8 %.

## 3.2 FORAGE DU SIXIÈME Puits HORIZONTAL SF-19

### 3.2.1 Localisation

- De plus, Intragaz propose de forer un autre puits avec deux drains horizontaux de 1 000 mètres (L1) et 500 mètres (L2) respectivement, cette fois dans la région ouest du réservoir n° 3 au sud du premier puits horizontal SF-14. Compte tenu que le résultat du puits SF-18 foré à l'est dans le compartiment du réservoir n° 3, n'a que très peu d'influence sur le choix de la localisation du puits SF-19 qui sera foré dans le même compartiment mais à l'ouest à plus de 2 km, le forage successif de ces deux puits est proposé. Ceci permettra de garder la foreuse et économiser sur les frais de démobilisation et remobilisation à partir de l'Ouest canadien.
- La localisation finale en surface et sous surface n'est pas encore arrêtée et se concrétisera d'ici juillet. La localisation préliminaire prévoit que le drain L1 sera parallèle au SF-14, mais de 300 à 400 m au sud (**Annexe 3**). Le drain L2 longera la faille F1 et se terminera près de la faille F3.
- Advenant un succès dans la technique de forage du SF-18, c'est-à-dire raccourcir l'approche du puits avant le « casing point », le SF-19 pourrait être foré verticalement pour les premiers 1 000 m et ainsi avoir non pas deux drains mais possiblement un troisième. Le dernier drain L3 traverserait la région entre les failles F1 et F10.
- Les raisons motivant la sélection de cette cible sont les suivantes :
  - Quoique la partie ouest du réservoir n° 3 comporte déjà plusieurs puits dont deux horizontaux, la partie sud n'est pas encore bien drainée et l'ajout de ces drains serait bénéfique.
  - La proximité des failles F1 et F3 pour le drain L2 favorisera l'augmentation de la densité de fractures.

### 3.2.2 Risques

- On retrouve encore les mêmes catégories de risques liés au forage du puits SF-19 que ceux liés au puits SF-18, soit ceux liés au réservoir et son hétérogénéité et ceux liés à la technique du forage horizontal.
  - Risque « réservoir »
    - Il est principalement dû à l'hétérogénéité du réservoir. L'épaisseur du réservoir varie de 0 à 8 mètres à l'intérieur d'un rayon de 300 mètres. Étant donné la faible épaisseur du réservoir, il est possible de manquer la zone d'intérêt.

- La zone traversée par un des drains (L2) du SF-19 est située à proximité de la faille F1 et sera située à proximité de deux failles F1 et F3 en fin de trajectoire. L'incertitude relative au positionnement de ces failles doit être considérée.
  - Géologiquement, les unités au-dessus et en dessous de la zone d'intérêt B1 se ressemblent. Il s'avère donc difficile de se positionner. L'examen minutieux des retailles de forage et du « *gamma ray* » est un atout. L'expérience acquise lors des quatre forages précédents diminue ces risques, mais ne les élimine pas complètement.
  - Il y a de fortes possibilités de rencontrer des failles à faible rejet le long du parcours, qui ne sont pas visibles sismiquement augmentant le risque de manquer une partie de la cible. L'expérience acquise lors des SF-15 et SF-16 (qui ont tous deux rencontré des failles), soit la possibilité de forer des « *sidetracks* » horizontaux à partir du drain principal, atténue ce risque.
  - Le drain L2 sera dans le plan longeant de la structure, ce qui limitera la flexibilité de jouer avec la trajectoire du puits en cours de forage.
- Risque « technique »
- La technique du forage horizontal dans l'industrie pétrolière est très bien maîtrisée et rodée. L'expérience acquise par Intragaz et la technologie de pointe utilisée est réconfortante et diminue ce risque.
- Basé sur ces critères, le risque d'obtenir un échec technique et économique est évalué à 10 %.

### 3.2.3 Performances anticipées

- Le potentiel du puits horizontal SF-19 peut varier considérablement en fonction de la qualité du réservoir rencontré.
- Pour fins d'analyse, trois scénarios ont été considérés et se résument comme suit :

SCÉNARIO	SF-19 MINIMUM	SF-19 MOYEN	SF-19 MAXIMUM
Volume utile supplémentaire ( $10^6 \text{ m}^3$ )	7	12	18
Probabilité de succès	25 %	50 %	25 %

### 3.2.4 Infrastructures additionnelles

- Les ajouts aux installations de surface se résument ainsi :
  - Le puits SF-19 sera raccordé au poste de mesurage du puits SF-14 et bénéficiera ainsi de sa propre rampe de mesurage et régulation en injection et en soutirage.
  - Aucun ajout de compression ou modification de la tour de déshydratation ne sera requis tant que le gain en volume utile procuré par les puits SF-18 et SF-19 sera égal ou inférieur au cas moyen.

Dans le cas contraire, l'ajout de compression serait requis. Avec un volume utile au-delà de  $120 \cdot 10^6 \text{m}^3$ , l'ajout de compression serait très rentable.

### 3.2.5 Analyse financière

#### Principales hypothèses :

- Volume utile
  - Pour les trois scénarios, un volume utile supplémentaire de 7, 12 et  $18 \cdot 10^6 \text{m}^3$  est anticipé.
- Volume coussin :
  - Aucune réduction ou revente de volume coussin n'est prévue.
- Revenus :
  - L'ajout de volume utile sera contracté par SCGM tel que spécifié dans le contrat.
  - La perception des revenus supplémentaires se fera à partir d'avril 2004.
  - Comme le contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la mise en exploitation (1998), le coût de service sera renégocié pour avril 2013. Ce coût de service renégocié est estimé sur la base des coûts évités pour entreposer à Dawn, en Ontario, et transporter la molécule de gaz jusqu'au distributeur, Gaz Métropolitain. Pour les fins de l'analyse économique, le coût de service, donc les revenus, sera réduit à partir de 2013 pour correspondre à **60 %** des revenus de 2012.

- Investissements :
  - Le coût pour le forage horizontal est estimé à 6,2 M\$.
  - Le coût du raccordement est estimé à 350 k\$.
  - Le coût de mesurage et divers est estimé à 150 k\$.
  - L'investissement total prévu est donc de 6,7 M\$.
- Coût d'opération
  - Un coût d'opération annuel de 50 000 \$ est ajouté pour couvrir les frais de transport de gaz entreposé, de redevances, d'énergie, etc.
- Taux d'inflation :
  - Le taux d'inflation est de 0 % pour les revenus et 2,0 % pour les coûts d'opération.
- Financement :
  - Ce forage sera entièrement financé par Intragaz, soit par ses fonds autogénérés et par l'utilisation de sa facilité auprès de la banque Dexia.
  - Aucune injection de fonds par les actionnaires n'est prévue ou requise.

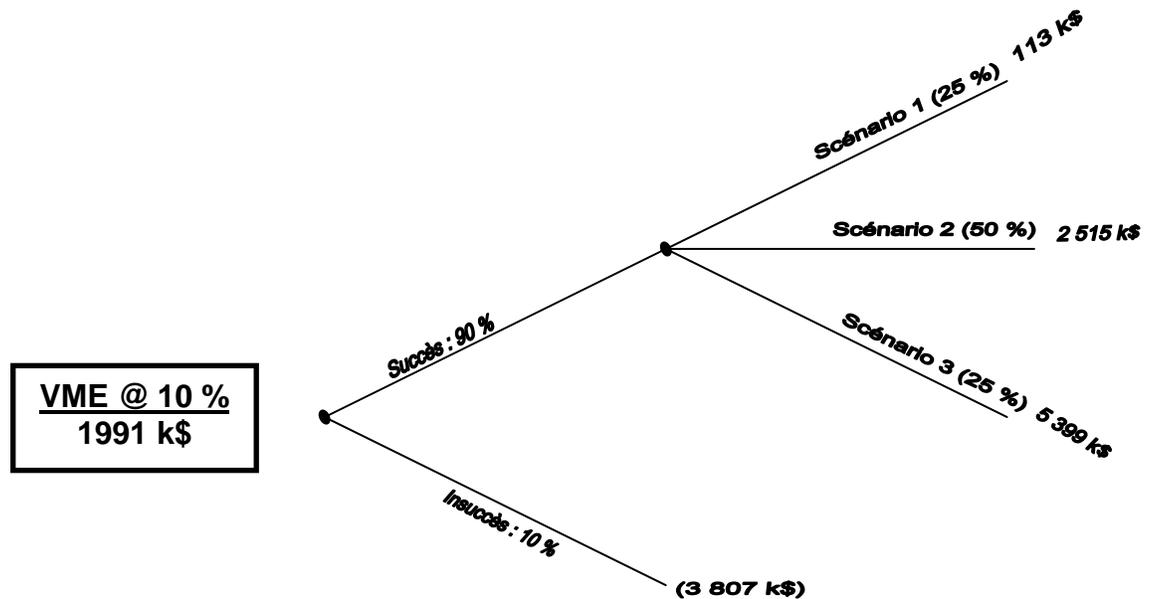
## Résultats

### RENTABILITÉ DES SCÉNARIOS (000 \$)

	Statu Quo	SF-19 Min.	SF-19 Moyen	SF-19 Max.
Volume utile (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )				
Additionnel	---	7	12	18
TOTAL	96	103	108	114
Revenus annuels additionnels (k\$)		835	1 430	2 150
Investissements additionnels (k\$)				
Forage	---	6 200	6 200	6 200
Raccordement	---	350	350	350
Mesurage et divers	---	<u>150</u>	<u>150</u>	<u>150</u>
		6 700	6 700	6 700
Rentabilité – après impôts				
<u>100 % équité</u>				
TRI		6,6 %	13,8 %	21,0 %
VAN 10 % (k\$)		(1 203)	1 360	4 243
VAN 12 % (k\$)		(2 159)	560	1 679
<u>50 % dette</u>				
TRE		11,0 %	27,6 %	42,5 %
VAN 10 % (k\$)		113 2	515 5	399
VAN 12 % (k\$)		(106)	1 948	4 413

### Analyse et discussions

- L'arbre d'écisionnel suivant illustre les probabilités de succès associées à chacun des scénarios, ainsi que la VAN (10 %, 50 % dette) pour chaque scénario.



- La valeur monétaire escomptée (VME) qui tient compte des probabilités qu'un événement se réalise, donne donc une valeur actuelle nette pondérée pour le risque de 1991 k\$. Le taux de rendement sur équité (scénario avec dette) donne un résultat « escompté » de 23 %.

#### 4. ASPECTS JURIDIQUES

- Les autorisations (CPTA et ministère de l'Environnement) pour les sites de forage ont déjà été obtenues. Pour ce qui est des raccordements des puits, des démarches débuteront d'ici peu. Les délais sont d'environ trois mois.
- Le contrat de service actuel avec Gaz Métropolitain s'applique pour toute la capacité additionnelle visée. SCGM s'est engagée, en 1992, à contracter toute capacité de stockage développée à Saint-Flavien et ce, jusqu'à 140 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Ce contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la date de mise en exploitation, soit avril 1998. Par la suite, les deux parties peuvent aviser de l'intention de prolonger pour 15 ans et les termes et conditions sont soit négociés ou décidés par un arbitre sur la base des coûts évités.
- Il importe de souligner que l'optimisation de la structure existante doit être effectuée le plus rapidement possible afin de profiter des conditions du contrat actuel, mais demande que les connaissances géoscientifiques soient bien maîtrisées afin de minimiser les risques associés à ces forages.

## 5. ÉCHÉANCIER

- Le forage et le raccordement des puits SF-18 et SF-19 progresseront essentiellement en deux étapes.
  - La première étape consistera à forer, parachever et évaluer les capacités des nouveaux puits. Ces travaux requerront des investissements de 6,2 M\$ par puits.
  - La deuxième étape consistera à effectuer les raccordements des puits, ainsi que les modifications pour le mesurage pour un investissement de 0,5 M\$ par puits.
  
- Donc, les principaux éléments de l'échéancier sont :

### SF-18

- Design détaillé du puits SF-18 Mai
- Soumission pour divers services et équipements Juin
- Construction du site Juillet
- Déménagement de la foreuse 1<sup>er</sup> août
- Forage SF-18 15 août – 15 septembre
- Parachèvement – Essai – Évaluation Octobre
- Raccordement du puits Octobre

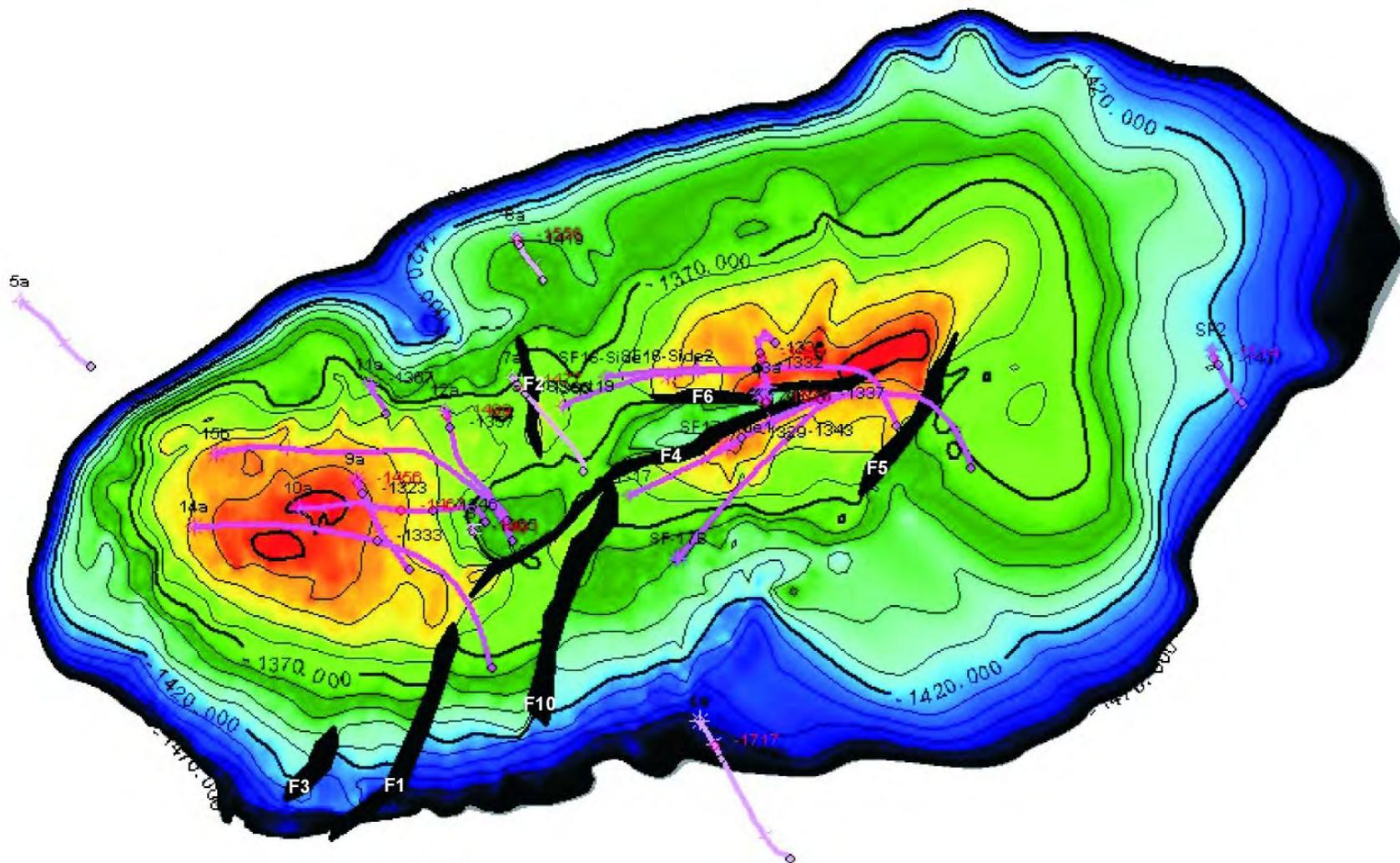
### SF-19

- Design détaillé du puits SF-19 Août – Septembre
- Soumission divers services et équipements de forage Septembre
- Construction du site Octobre
- Forage SF-19 Novembre-Décembre
- Parachèvement – Essai – Évaluation Janvier
- Raccordement du puits Février

## 6. RECOMMANDATIONS

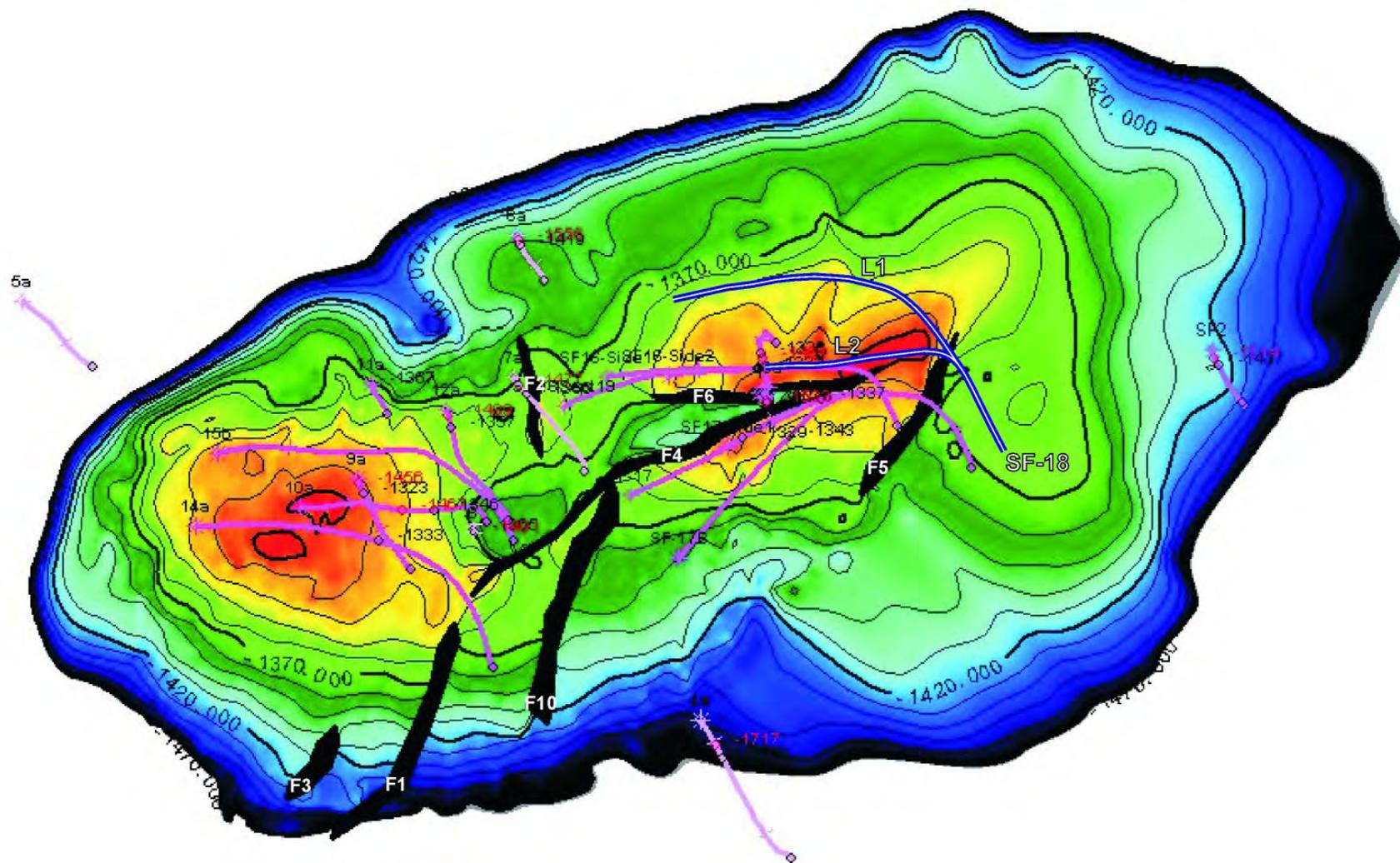
Considérant que la poursuite de la Phase III du site d'entreposage de gaz naturel à Saint-Flavien par les forages SF-18 et SF-19 requiert des investissements totaux en infrastructures de 13 400 000 \$, la direction d'Intragaz propose de procéder aux forages des puits SF-18 et SF-19.

**ANNEXE 1 – LOCALISATION DES PUIITS SF-14, SF-15, SF-16 ET SF-17**

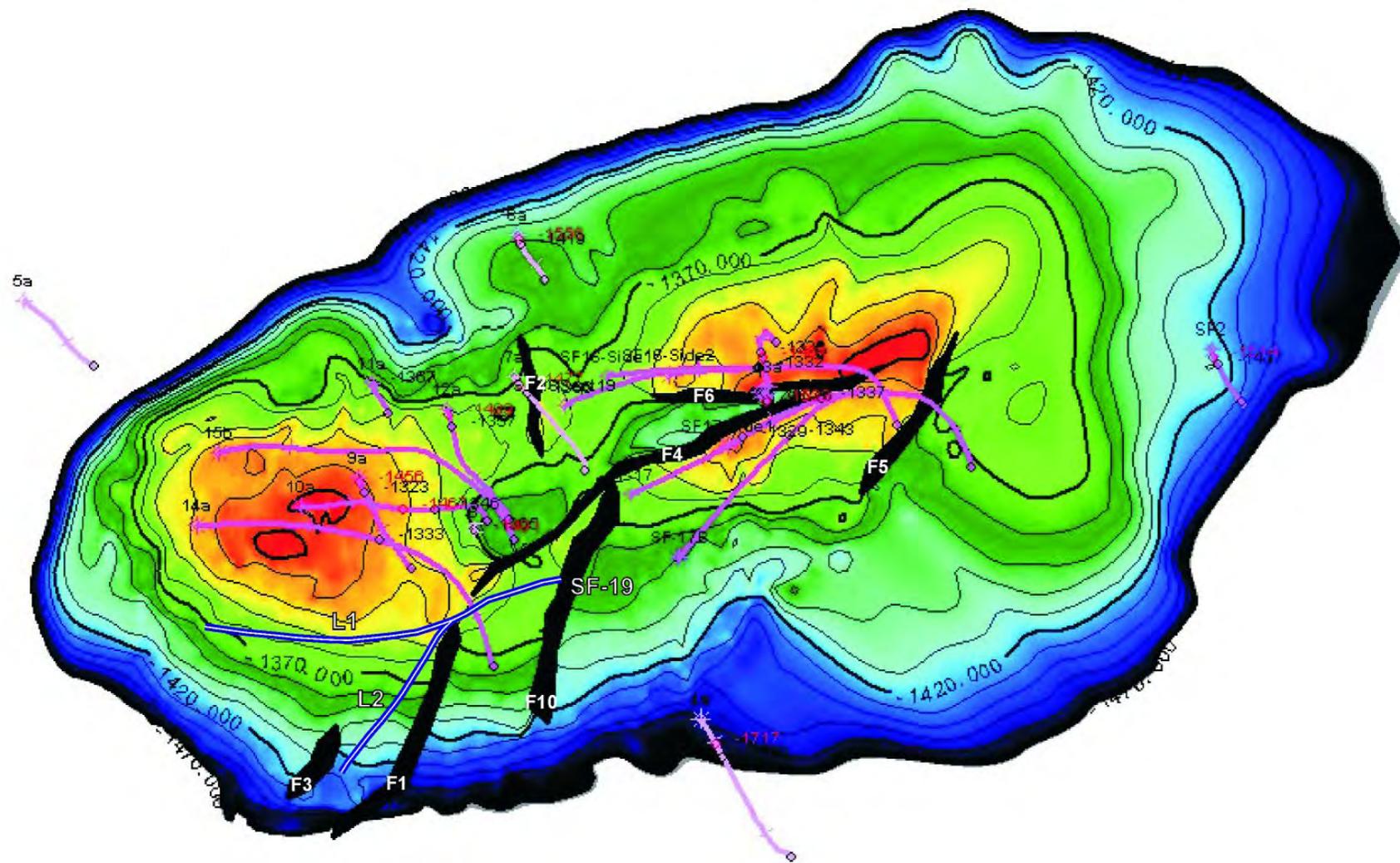


**ANNEXE 2 – LOCALISATION DU PUIT SF-18**





**ANNEXE 3 – LOCALISATION DU PUIT SF-19**





*PROJET D'INVESTISSEMENT*

**SAINT-FLAVIEN  
STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL  
AJOUT DE COMPRESSION**

Présenté au Conseil d'administration d'Intragaz  
Le 7 octobre 2004

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. SOMMAIRE .....</b>	<b>3</b>
<b>2. PROJET PROPOSÉ (SE RÉFÉRER À L'ANNEXE 1) .....</b>	<b>4</b>
2.1 SCÉNARIOS .....	4
2.2 CAS (SE RÉFÉRER À L'ANNEXE 2) .....	4
2.2.1 Cas n° 1.....	4
2.2.2 Cas n° 2.....	4
2.2.3 Cas n° 3.....	4
2.2.4 Cas n° 4.....	4
2.3 CAS RETENU .....	4
2.4 PERFORMANCES ANTICIPÉES .....	5
2.5 INFRASTRUCTURES ADDITIONNELLES .....	5
2.6 RISQUES .....	6
2.6.1 Risque « Réservoir » .....	6
2.6.2 Risque « Dépassement des coûts » .....	6
2.6.3 Risque « Opération » (se référer à l'annexe 3).....	7
2.7 ANALYSE FINANCIÈRE .....	7
2.7.1 Principales hypothèses .....	7
<b>3. ASPECTS JURIDIQUES .....</b>	<b>9</b>
<b>4. ANALYSES FINANCIÈRES .....</b>	<b>10</b>
4.1 RÉSULTATS .....	10
4.2 ANALYSE ET DISCUSSIONS .....	11
<b>5. ÉCHÉANCIER.....</b>	<b>12</b>
<b>6. RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>13</b>
<b>ANNEXE 1 .....</b>	<b>14</b>
<b>ANNEXE 2 .....</b>	<b>16</b>
<b>ANNEXE 3 .....</b>	<b>18</b>

## 1. SOMMAIRE

La croissance du stockage de Saint-Flavien va bon train. Les résultats des six derniers forages de puits horizontaux SF 14, SF15, SF 16, SF 17, SF18 et SF19 effectués depuis l'hiver 2000 ont permis d'ajouter  $60 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  de volume utile et de le faire passer de  $48 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , soit une progression de 125 % des capacités du stockage.

Dans la continuité du développement du stockage de Saint-Flavien, l'ajout de compression a été évalué et démontre la possibilité d'augmenter le volume utile en abaissant la pression de succion des compresseurs lors du soutirage en hiver.

Deux scénarios ont été évalués, soit l'ajout de puissance de 1775 HP ou de 2350 HP. De plus, la modification de l'unité existante a aussi été considérée.

Les cas évalués permettent d'obtenir des rendements sur équité après impôts qui varient de 12,7 % à 11,5 % avec 100 % équité et atteignent de 20,1 % à 17,7 % avec 50 % dette et 50 % équité. Le cas n° 4, qui prévoit l'ajout de 2350 HP, procure un rendement de 11,5 % (à 100 % équité), la plus faible parmi les options évaluées, mais comporte plusieurs avantages. Entre autres, il pourrait permettre des revenus supplémentaires de pointe à court terme advenant qu'Intragaz avance dans cette direction qui est déjà prévue au contrat. Ces revenus additionnels de pointe n'ont pas été pris en compte dans l'analyse économique. Aussi, la puissance de compression qui serait disponible augmenterait le volume utile potentiel des prochains puits forés à Saint-Flavien et permettrait une meilleure flexibilité opérationnelle.

Attendu qu'un ajout de 2350 HP de puissance de compression et un ajout de cylindre au C-1 permettraient d'augmenter le volume utile de  $9 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  pour l'hiver 2005-2006 et de procurer un rendement sur équité de 11,5 % avec 100 % équité, il est recommandé qu'Intragaz débute, dès l'automne 2004, les travaux nécessaires pour la mise en opération du compresseur à l'été 2005 et bénéficier des revenus supplémentaires dès avril 2005.

## 2. PROJET PROPOSÉ (se référer à l'annexe 1)

- Intragaz propose d'ajouter de la puissance de compression aux installations existantes de Saint-Flavien. L'unité sera installée en parallèle à l'unité C-1 existante par un agrandissement du bâtiment actuel. De plus, il est proposé de modifier l'unité existante C-1 afin d'augmenter sa capacité à plus basse pression d'aspiration.

### 2.1 SCÉNARIOS

Deux scénarios ont été analysés, soit :

- Ajout de 1775 HP de puissance de compression;
- Ajout de 2350 HP de puissance de compression.

### 2.2 CAS (se référer à l'annexe 2)

Plusieurs cas ont été revus et approfondis pour sélectionner le projet le plus rentable et le plus avantageux techniquement en regard du marché de la compression.

#### 2.2.1 Cas n° 1

Unité C-1 existante, telle quelle, avec l'ajout d'une unité de 1775 HP avec quatre cylindres de compression et un moteur Caterpillar.

#### 2.2.2 Cas n° 2

Unité C-1 existante modifiée par l'ajout d'un cylindre avec l'addition d'une unité de 1775 HP avec quatre cylindres de compression et un moteur Caterpillar.

#### 2.2.3 Cas n° 3

Unité C-1 existante, telle quelle, avec l'ajout d'une unité de 2350 HP avec six cylindres de compression et un moteur Caterpillar.

#### 2.2.4 Cas n° 4

Unité C-1 existante modifiée par l'ajout d'un cylindre avec l'addition d'une unité de 2350 HP avec six cylindres de compression et un moteur Caterpillar.

### 2.3 CAS RETENU

Le cas n° 4 s'est avéré le meilleur projet au niveau technique et il est économiquement comparable aux autres cas. En effet, la puissance de

2350 HP augmente le volume utile de  $9 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , a l'avantage de fournir une capacité de compression suffisante et une flexibilité opérationnelle additionnelle pour les besoins immédiats, tout en procurant une marge de manœuvre advenant une croissance du volume utile par l'ajout de puits. De plus, advenant la vente de volume excédentaire (service de pointe), cela procurerait des revenus additionnels qui n'ont pas été pris en compte dans l'analyse économique.

## 2.4 PERFORMANCES ANTICIPÉES

- Les performances des différents cas sont basées sur notre modèle réservoir numérique combiné aux courbes théoriques des compresseurs. Les scénarios ont été évalués à partir des hypothèses suivantes :

### Contraintes soutirage

- La pression de livraison au poste de Bernières est basée sur 6500 kPa le 85<sup>e</sup> jour, comme prévu au contrat.
- La performance des compresseurs prend en compte une perte de charge de 0,5 % avant la succion et après le refoulement.

### Contraintes injection

- L'injection est basée sur 210 jours.
- La pression de refoulement des compresseurs est basée sur 20 300 kPa.
- La pression disponible à Bernières est basée sur 4500 kPa, soit 500 kPa supérieurs au minimum contractuel.
- La performance des compresseurs prend en compte une perte de charge de 0,5 % avant la succion et après le refoulement.

VOLUME UTILE ADDITIONNEL MAXIMUM ( $10^6 \text{ m}^3$ )		
Scénario	1775 HP	2350 HP
Cas n° 1	7	
Cas n° 2	8	
Cas n° 3		8
Cas n° 4		9

## 2.5 INFRASTRUCTURES ADDITIONNELLES

- Outre la compression, un coalesceur devra être ajouté aux installations existantes à un coût estimé de 125 000 \$. L'oxydateur devra aussi être remplacé, atteignant la limite de sa capacité avec le projet d'ajout de compression et surtout advenant le service de pointe, à un coût estimé à 200 000 \$. Ces montants sont déjà inclus dans le coût du projet.

## 2.6 RISQUES

- Ce genre de projet ne comporte pas de risque majeur n'étant pas tributaire de la géologie et du forage. Toutefois, le risque de dépassement des coûts et des problèmes d'opération existe.

### 2.6.1 Risque « Réservoir »

- La productivité des puits n<sup>os</sup> 18 et 19 comporte une incertitude compte tenu que ces puits forés en automne 2003 et hiver 2004 n'ont pas encore été utilisés en soutirage en période hivernale mis à part un essai de production de courte durée après le forage. L'injection de l'été 2004 a permis d'évaluer la capacité du puits SF 18 en injection. Le puits SF19 n'a pas encore été raccordé et le sera seulement à l'automne, juste à temps pour le début de la période de soutirage 2005. Les prévisions avancées pour l'ajout de compression tiennent compte de l'incertitude associée à la capacité de ce puits.
- Les venues d'eau avec des débits de l'ordre de  $1\ 150\ 10^3\ \text{m}^3$  par jour pourraient être plus importantes et avoir un effet sur des pertes de charge dans les puits et les conduites de collecte menant à la station. De ce fait, les performances des compresseurs seraient affectées. Jusqu'à présent les venues d'eau sont très faibles même à un débit de  $960\ 10^3\ \text{m}^3$  que nous avons maintenu pendant tout l'hiver 2004.

### 2.6.2 Risque « Dépassement des coûts »

#### *Coûts d'immobilisation*

- Ce risque, bien que présent, a été diminué considérablement par l'ingénierie préliminaire effectuée en 2002. Ainsi, des soumissions fermes ont été demandées pour l'achat du compresseur qui représente plus de 40 % du projet. Des appels d'offre ont aussi été demandés pour la réalisation des travaux civils et mécaniques, ainsi que pour l'électricité. Ces prix fermes obtenus viennent consolider l'estimation présentée et de ce fait diminuer grandement le risque.
- Enfin, une contingence de 10 % est appliquée en sus de l'estimation du projet excluant le coût d'achat du compresseur qui inclut une contingence de 3 % normalement utilisée.

#### *Coûts d'exploitation*

- Ce risque est minime de par l'expérience acquise et l'historique des coûts réels sur six ans utilisés comme référence pour l'unité C-1. Il est à noter que l'unité ajoutée est prévue fonctionner 3000 heures par

année comparativement à 6000 heures par année pour l'unité existante.

### 2.6.3 Risque « Opération » (se référer à l'annexe 3)

- Ce risque est considérablement diminué par l'utilisation d'un compresseur de même configuration que celui utilisé avec succès depuis six ans. Les modifications effectuées sur le compresseur C-1 seront effectuées après le démarrage de l'unité C-2 ajoutée afin de réduire le risque opérationnel.
- Basé sur ces faits, le risque d'échecs technique et économique est pratiquement nul.

## 2.7 ANALYSE FINANCIÈRE

### 2.7.1 Principales hypothèses

- Volume utile :
  - Pour les cas retenus, soit l'ajout de 1775 HP ou 2350 HP et la modification de l'unité existante, un volume utile supplémentaire de 8 à 9  $10^6$  m<sup>3</sup> est possible en tenant compte des risques et incertitudes.
- Revenus :
  - L'ajout de volume utile sera contracté par SCGM tel qu'il est prévu au contrat liant les deux sociétés.
  - La perception des revenus supplémentaires se fera à partir d'avril 2005.
  - Comme le contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la mise en exploitation (1998), le coût de service sera renégocié pour avril 2013. Ce coût de service renégocié est estimé sur la base des coûts évités pour entreposer à Dawn, en Ontario, et transporter la molécule de gaz jusqu'au distributeur. Pour les fins de l'analyse économique, le coût de service, donc les revenus, sera réduit à partir de 2013 pour correspondre à 60 % des revenus de 2012. En se basant sur les coûts évités (Dawn et transport), nous estimons que c'est une approche conservatrice.
- Investissements :
  - Le coût de l'ajout est estimé à 5,5 millions de dollars.
  - Le coût des modifications de l'unité C-1 est estimé à 0,7 million de dollars.

- Le coût des modifications aux autres infrastructures est estimé à 0,3 million de dollars.
- L'investissement total prévu est donc de 6,5 millions de dollars.
- Coûts d'opération :
  - Les coûts d'opération sont évalués à 118 000 \$ par année pour l'ajout de C-2 avec une remise à neuf aux huit ans pour un coût supplémentaire de 200 000 \$.
  - Les frais de transport sur TQM et le coût du bail d'exploitation sont augmentés de 22 000 \$ par année.
  - Les frais liés au bail d'exploitation sont augmentés de 10 000 \$ par année.
  - Les frais liés aux taxes municipales sont augmentés de 11 000 \$ par année.
- Taux d'inflation :
  - Le taux d'inflation est calculé à 3 % pour les revenus et à 2 % pour les coûts d'opération.
- Financement :
  - Ce projet sera entièrement financé par Intragaz, soit par des fonds auto générés et par l'utilisation de sa facilité auprès de la banque Dexia Crédit Local.
  - Aucune injection de fonds par les actionnaires n'est prévue ou requise.

### 3. ASPECTS JURIDIQUES

- Aucune demande n'est requise auprès de la CPTAQ. Toutefois, une demande sera faite au ministère de l'Environnement et devrait être obtenue sans problème dans un délai de trois mois.
- Le contrat de service actuel avec Gaz Métro s'applique pour toute la capacité additionnelle visée. Gaz Métro s'est engagée, en 1992, à contracter toute capacité de stockage développée à Saint-Flavien, et ce, jusqu'à  $140 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ . Ce contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la date de mise en exploitation, soit avril 1998. Par la suite, les deux parties peuvent aviser de l'intention de prolonger pour 15 ans et les termes et conditions sont soit négociés ou décidés par un arbitre sur la base des coûts évités.
- Il importe de souligner que l'optimisation de la structure existante doit être effectuée le plus rapidement possible afin de profiter des conditions du contrat actuel. De plus, cet ajout de compression permettra d'optimiser les revenus au fur et à mesure de l'ajout des puits futurs.

## 4. ANALYSES FINANCIÈRES

### 4.1 RÉSULTATS

#### RENTABILITÉ DES SCÉNARIOS (000 \$)

	STATU QUO	CAS N° 1	CAS N° 2	CAS N° 3	CAS N° 4
Volume utile (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )					
Ajout compression	---	7	8	8	9
TOTAL	108	115	116	116	117
Revenus annuels additionnels de l'ajout de compression (k\$)	0	875	1 000	1 000	1 125
Volume coussin (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) Réduction ou revente	---				
Réduction de capital investi (k\$)					
Investissements additionnels (k\$)					
Compression ajout C-2	---	4,5	4,7	5,35	5,5
Coalesceur et oxydateur	---	0,325	0,325	0,325	0,325
Compression modifiée C-1	---	---	0,7	---	0,7
Rentabilité – après impôts					
<u>100 % équité</u>					
TRI		12,7	11,7	11,6	11,5
VAN 10 % (k\$)		598	424	387	433
<u>50 % dette</u>					
TRI		20,1	18,2	18,0	17,7
VAN 10 % (k\$)		1 097	1 012	967	1 074

## 4.2 ANALYSE ET DISCUSSIONS

Le développement du site de stockage de Saint-Flavien n'est pas à terme et ce projet d'ajout de compression constitue une belle opportunité, pour Intragaz, de se doter d'une puissance de compression suffisante à la fois pour les besoins immédiats et aussi pour les besoins futurs tout en offrant un taux de rendement adéquat.

Malgré que le cas n° 1 offre un taux de rendement légèrement supérieur, nous croyons que le choix du cas n° 4 est plus approprié car il procurera une flexibilité opérationnelle, permettra d'obtenir de meilleures performances advenant l'ajout de puits supplémentaires et un meilleur service de pointe. L'impact économique non négligeable de ces facteurs n'a pas été pris en compte.

Dans cette perspective et considérant qu'il sera impossible plus tard de justifier économiquement un troisième ajout de compression à Saint-Flavien, nous considérons le cas n° 4 comme étant le meilleur.

## 5. ÉCHÉANCIER

Commande du compresseur	Octobre
Ingénierie détaillée	Octobre à janvier
Travaux civils	Février à mai
Travaux mécaniques	Mars à juin
Travaux électriques et instrumentation	Avril à juin
Mise en opération	Début juillet 2005
Modification unité existante	Octobre à décembre 2005

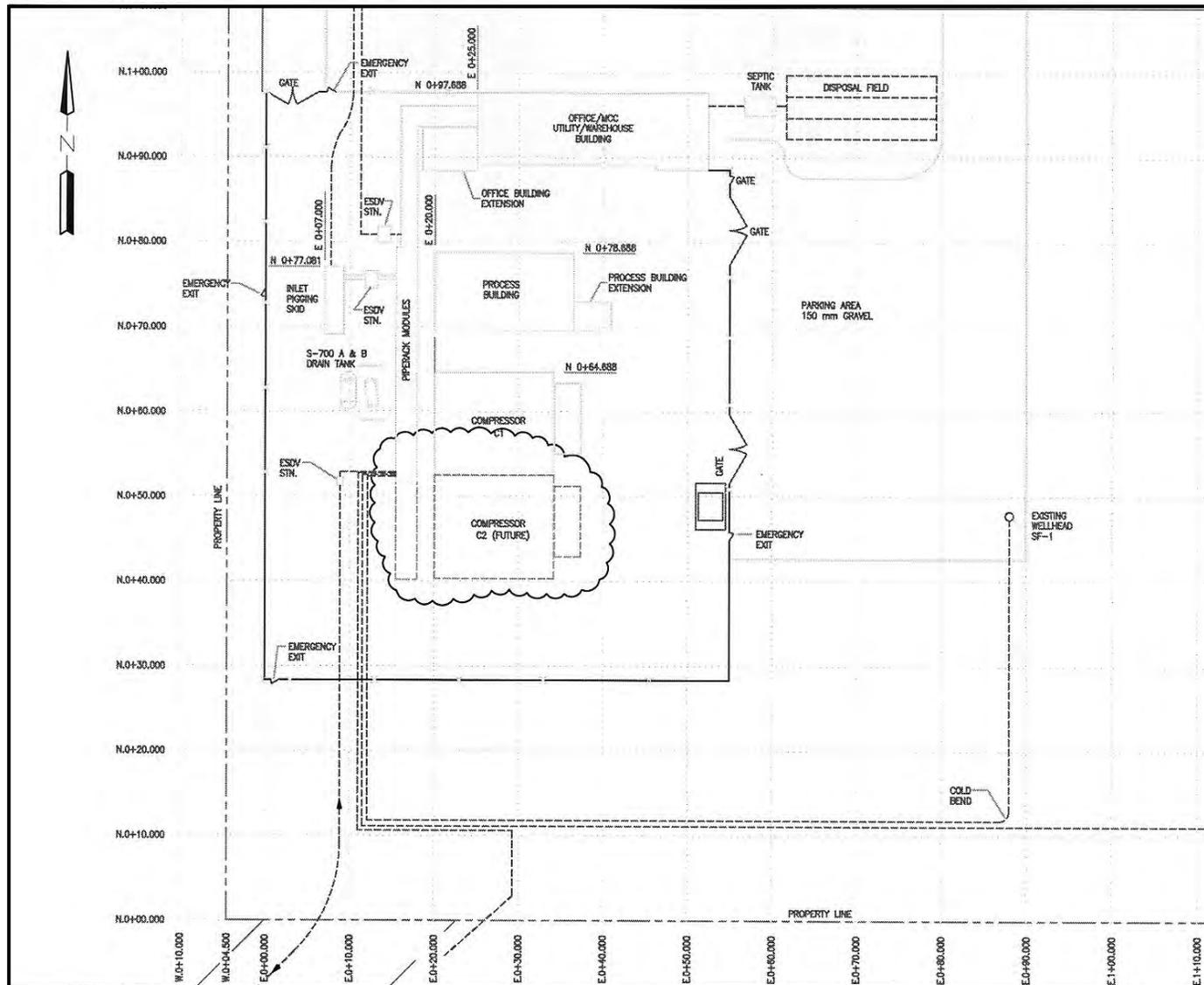
## 6. RECOMMANDATIONS

Attendu que l'ajout de compression (unité de 2350 HP et modifications de l'unité existante C-1) requiert des investissements totaux de 6,5 millions de dollars,

IL EST RECOMMANDÉ QU'Intragaz réalise le projet d'ajout de 2350 HP de puissance de compression à Saint-Flavien pour bénéficier des revenus supplémentaires dès avril 2005.

**ANNEXE 1  
PROJET PROPOSÉ**

### AJOUT DE COMPRESSION C2



**ANNEXE 2**  
**COÛTS D'IMMOBILISATION**

**COMPARAISON DES COÛTS COMPRESSION**

2004-09-24

DESCRIPTION DES TRAVAUX	REEL	SCENARIOS EVALUES			
	C-1 1998	CAS n° 1	CAS n° 2	CAS n° 3	CAS n° 4
		C-2 (4 cyl.) 1775 hp inj & sout	C-2 + C-1 (4cyl.) 1775 hp inj & sout	C-2 (6 cyl.) 2350 hp inj & sout	C-2 (6 cyl.) + C-1 (4cyl.) 2350 hp inj & sout
Excavation et remblai de masse	24 400 \$	15 000 \$	15 000 \$	15 000 \$	15 000 \$
Installation des pieux	34 800 \$	75 000 \$	75 000 \$	90 000 \$	90 000 \$
Aménagements extérieurs	12 076 \$	40 000 \$	40 000 \$	40 000 \$	40 000 \$
Ouvrages de béton	41 900 \$	60 000 \$	60 000 \$	60 000 \$	60 000 \$
Bâtiments	117 200 \$	220 000 \$	220 000 \$	220 000 \$	220 000 \$
Tuyauterie de gaz et utilités	83 180 \$	150 000 \$	150 000 \$	200 000 \$	200 000 \$
Installation du compresseur	82 000 \$	175 000 \$	225 000 \$	200 000 \$	250 000 \$
Structure d'acier et supports	10 000 \$	15 000 \$	15 000 \$	15 000 \$	15 000 \$
Électricité	104 850 \$	80 000 \$	100 000 \$	80 000 \$	100 000 \$
Instrumentation	61 500 \$	60 000 \$	100 000 \$	60 000 \$	100 000 \$
<b>SOUS-TOTAL INSTALLATION</b>	<b>571 906 \$</b>	<b>890 000 \$</b>	<b>1 000 000 \$</b>	<b>980 000 \$</b>	<b>1 090 000 \$</b>
Electricité et Instrumentation	129 750 \$	50 000 \$	100 000 \$	50 000 \$	100 000 \$
Achat compresseur + contingences (3 %)	1 585 000 \$	2 370 000 \$	2 370 000 \$	2 950 000 \$	2 950 000 \$
Modification C-1 (ACI, 2cyl, panel, etc.) (3 %)		600 000 \$	600 000 \$		600 000 \$
Transport du compresseur et autres	100 000 \$	180 000 \$	200 000 \$	225 000 \$	245 000 \$
Coalesceur station et oxydateur	75 000 \$	325 000 \$	325 000 \$	325 000 \$	325 000 \$
Pièces de rechange moteur et comp.		50 000 \$	50 000 \$	75 000 \$	75 000 \$
Outillage spécial moteur		35 000 \$	35 000 \$	35 000 \$	35 000 \$
Autres matériaux mécaniques/élec.	107 575 \$	85 000 \$	100 000 \$	100 000 \$	115 000 \$
<b>SOUS-TOTAL MATERIAUX</b>	<b>1 997 325 \$</b>	<b>3 095 000 \$</b>	<b>3 780 000 \$</b>	<b>3 760 000 \$</b>	<b>4 445 000 \$</b>
<b>TOTAL MAT. ET INSTALLATION</b>	<b>2 569 231 \$</b>	<b>3 985 000 \$</b>	<b>4 780 000 \$</b>	<b>4 740 000 \$</b>	<b>5 535 000 \$</b>
Pré-ingénierie		50 000 \$	50 000 \$	50 000 \$	50 000 \$
Ingénierie détaillée	310 000 \$	450 000 \$	450 000 \$	450 000 \$	450 000 \$
Supervision	110 000 \$	110 000 \$	110 000 \$	110 000 \$	110 000 \$
Frais de démarrage et généraux	75 000 \$	90 000 \$	120 000 \$	90 000 \$	120 000 \$
<b>SOUS-TOTAL ING, SUPER, ETC.</b>	<b>495 000 \$</b>	<b>700 000 \$</b>	<b>730 000 \$</b>	<b>700 000 \$</b>	<b>730 000 \$</b>
<b>CONTINGENCES A 10 % (ACHAT DU COMPRESSEUR EXCLU)</b>	<b>140 423 \$</b>	<b>199 000 \$</b>	<b>221 500 \$</b>	<b>216 500 \$</b>	<b>239 000 \$</b>
<b>TOTAL COMPRESSION</b>	<b>3 064 231 \$</b>	<b>4 884 000 \$</b>	<b>5 731 500 \$</b>	<b>5 656 500 \$</b>	<b>6 504 000 \$</b>
<b>COÛT PAR HP</b>	<b>1 915 \$</b>	<b>3 053 \$</b>	<b>3 582 \$</b>	<b>2 280 \$</b>	<b>2 622 \$</b>

**ANNEXE 3**  
**COÛTS D'EXPLOITATION**

**COMPARAISON DES COÛTS COMPRESSION**
**2004-09-24**

DÉPENSES EXPLOITATION ANNÉE DE BASE	POUR 3 000 HEURES DE MARCHÉ				
	BASE	CAS n° 1	CAS n° 2	CAS n° 3	CAS n° 4
	C-1 2003	C-2 (4 cyl.) 1775 hp inj & sout	C-2 + C-1 (4cyl.) 1775 hp inj & sout	C-2 (6 cyl.) 2350 hp inj & sout	C-2 (6 cyl.) + C-1 (4cyl.) 2350 hp inj & sout
Analyses d'huile	4 000 \$	2 000 \$	2 000 \$	2 000 \$	2 000 \$
Environnement	2 500 \$	1 300 \$	1 300 \$	1 800 \$	1 800 \$
Huiles	22 000 \$	11 000 \$	13 000 \$	12 000 \$	13 000 \$
Glycol	1 500 \$	1 500 \$	1 500 \$	1 500 \$	1 500 \$
Électricité	6 000 \$	4 000 \$	5 000 \$	4 000 \$	5 000 \$
Entrepreneur station	25 000 \$	20 000 \$	20 000 \$	20 000 \$	20 000 \$
Pièces station	50 000 \$	23 000 \$	23 000 \$	28 000 \$	28 000 \$
Transport pièces	3 200 \$	2 000 \$	2 000 \$	2 000 \$	2 000 \$
Assurances bris de machines	13 800 \$	15 000 \$	16 000 \$	19 000 \$	20 000 \$
Assurances des biens	13 475 \$	17 768 \$	20 851 \$	20 578 \$	23 662 \$
Divers station	1 000 \$	1 000 \$	1 000 \$	1 000 \$	1 000 \$
<b>TOTAL DE BASE PAR ANNEE</b>	<b>142 475 \$</b>	<b>98 568 \$</b>	<b>105 651 \$</b>	<b>111 878 \$</b>	<b>117 962 \$</b>
<b>FRAIS SUPP. - TAXES MUNICIPALES</b>	<b>0 \$</b>	<b>7 000 \$</b>	<b>7 000 \$</b>	<b>11 000 \$</b>	<b>11 000 \$</b>
<b>FRAIS SUPP. - TRANS. SUR TQM</b>	<b>189 326 \$</b>	<b>17 073 \$</b>	<b>19 513 \$</b>	<b>19 513 \$</b>	<b>21 952 \$</b>
<b>FRAIS SUPP. - BAIL</b>	<b>43 500 \$</b>	<b>7 875 \$</b>	<b>9 000 \$</b>	<b>9 000 \$</b>	<b>10 125 \$</b>
<b>REMISE EN ETAT AUX 8 ANS</b>	<b>132 000 \$</b>	<b>175 000 \$</b>	<b>175 000 \$</b>	<b>200 000 \$</b>	<b>200 000 \$</b>

Coût d'exploitation ajout C-2

130 516 \$

141 164 \$

151 391 \$

161 039 \$



*PROJET D'INVESTISSEMENT*

**SAINT-FLAVIEN  
STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL  
SERVICE EXCÉDENTAIRE**

Présenté au conseil d'administration  
Le 17 mars 2006

---

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. SOMMAIRE .....</b>	<b>3</b>
<b>2. PROJET PROPOSÉ .....</b>	<b>4</b>
<b>3. ASPECT TECHNIQUE.....</b>	<b>6</b>
3.1 INFRASTRUCTURE REQUISE .....	6
3.2 INGÉNIERIE RÉSERVOIR .....	7
3.3 OPÉRATION .....	7
<b>4. ASPECTS RÉGLEMENTAIRES/CONTRACTUELS .....</b>	<b>8</b>
<b>5. ANALYSE FINANCIÈRE .....</b>	<b>9</b>
5.1 PRINCIPALES HYPOTHÈSES .....	9
5.2 RÉSULTATS .....	10
5.3 ANALYSE ET DISCUSSIONS .....	10
<b>6. ÉCHÉANCIER.....</b>	<b>11</b>
<b>7. RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>12</b>

## 1. SOMMAIRE

La croissance du stockage de Saint-Flavien approche de la maturité. Les résultats du dernier forage horizontal (SF- 19) effectué en 2004, jumelés au projet d'ajout de compression effectué en 2005, ont permis d'ajouter  $18 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  de volume utile et de le faire passer de  $99$  à  $117 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , soit une progression de 18 % des capacités du stockage.

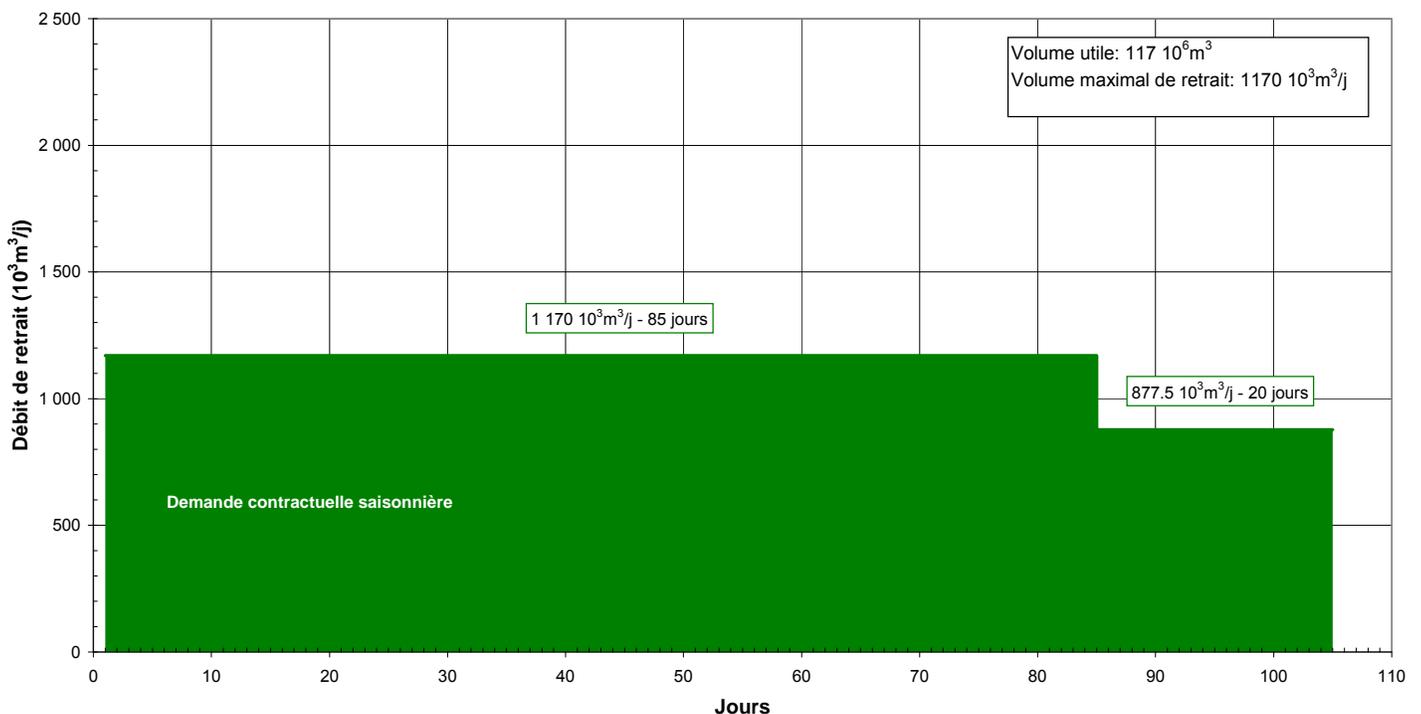
Dans la continuité du développement du stockage de Saint-Flavien, la fourniture d'un service excédentaire a été évaluée selon différents scénarios, les quels démontrent la possibilité d'augmenter les revenus d'opération en offrant la capacité excédentaire disponible du stockage à Gaz Métro.

Attendu que le service excédentaire permettrait d'augmenter les revenus annuels de 382 k\$ et de procurer un rendement sur équité après impôts de 32 % (100 % équité) ou de 44 % (50 % dette), il est recommandé qu'Intragaz procède aux modifications requises évaluées au coût de 900 000 \$ et ce pour livrer le service excédentaire pour l'hiver 2006-2007. Les revenus associés à ce service seraient perçus dès avril 2006.

## 2. PROJET PROPOSÉ

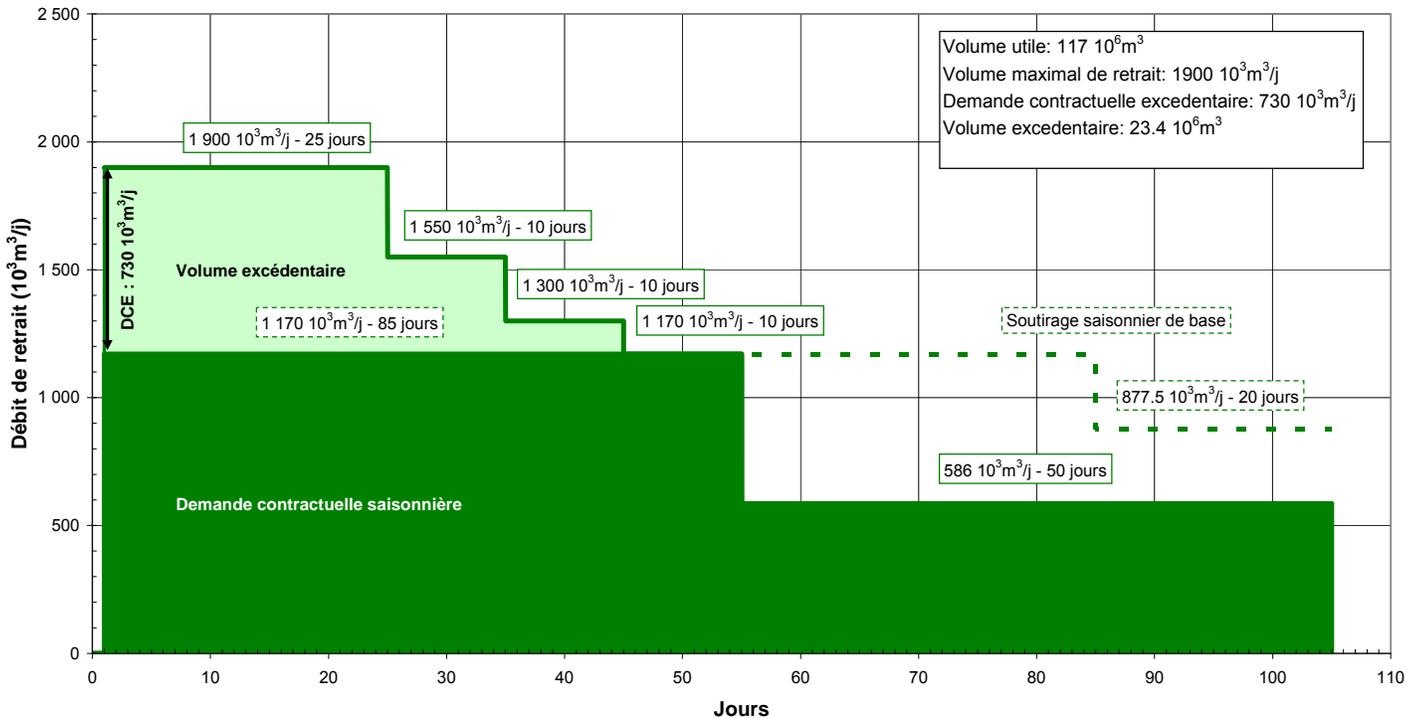
- Le projet consiste à modifier le profil de soutirage du stockage de Saint-Flavien pour offrir à Gaz Métro la capacité de pointe excédentaire disponible en début de soutirage et de façon décroissante par la suite.
- En fait, le service saisonnier de base rendu depuis 1998 consiste à soutirer sur une période de 105 jours dont 85 jours à un débit constant égal à la demande contractuelle saisonnière et 20 jours à 75 % de cette demande. Le profil pour la saison hivernale actuelle (2005-2006) est illustré ci-dessous.

**PROFIL DE SOUTIRAGE DU VOLUME UTILE DE  $117 \cdot 10^6 \text{ m}^3$**   
**MODE DE SOUTIRAGE SAISONNIER DE BASE**  
 Stockage de St-Flavien



- Le contrat actuel prévoit la possibilité d'offrir un service excédentaire de pointe. Jusqu'à ce jour, ce service n'a pas été offert à notre client car les capacités des puits ne le permettaient pas. Cependant, avec l'ajout de puits horizontaux et du deuxième compresseur, ce type de service est maintenant envisageable.
- Le service excédentaire consiste donc à soutirer le même volume utile mais en faisant des créneaux aux débits décroissants, permettant à Gaz Métro d'utiliser la pointe disponible du stockage comme le démontre le graphique ci-après.

**PROFIL DE SOUTIRAGE DU VOLUME UTILE DE  $117 \cdot 10^6 \text{ m}^3$**   
**MODE DE SOUTIRAGE AVEC VOLUME EXCÉDENTAIRE**  
**Stockage de St-Flavien**



- Le soutirage du volume utile avec un service excédentaire fournira au client le même volume utile que le soutirage saisonnier mais en procurant un volume excédentaire et un volume maximal de retrait supérieur au cours des 45 premiers jours.
- Le volume utile soutiré avec le nouveau service excédentaire sera comme suit :
  - 25 jours à  $1900 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$
  - 10 jours à  $1550 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$
  - 10 jours à  $1300 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$
  - 10 jours à  $1170 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$
  - 50 jours à  $586 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$
  - Volume utile  $117 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$
- Des modifications aux installations existantes de Saint-Flavien seront requises pour permettre la livraison de ce service excédentaire. L'échangeur de chaleur, la bouilloire et l'oxydateur existants seront modifiés, ainsi que la tuyauterie.

### 3. ASPECT TECHNIQUE

#### 3.1 INFRASTRUCTURE REQUISE

- Pour offrir ce nouveau service, des modifications et ajouts aux installations de surface sont requis pour palier à ces débits. Les modifications sont les suivantes :
  - La tuyauterie de procédé sera modifiée pour diminuer les pertes de charge en augmentant le diamètre existant de 168,3 mm à 219,1 mm.
  - La bouilloire actuelle de 4,0 mm btu/h est insuffisante pour ce service. Le bâtiment l'abritant sera modifié pour installer une deuxième bouilloire de 4,0 mm btu/h en parallèle.
  - L'échangeur de chaleur existant est lui aussi insuffisant et sera doublé par un échangeur de même type, installé en parallèle.
  - L'oxydateur thermique qui élimine les odeurs émanant du procédé de déshydratation devra être remplacé car l'augmentation du débit de soutirage et les venues d'eau excéderont sa capacité d'épuration. Toutefois, son remplacement pourrait ne pas être requis selon l'utilisation du client, du moins, pour la première année. En fait, son remplacement sera tributaire du nombre de jours d'utilisation à grand débit demandé par Gaz Métro.
  - La livraison du service excédentaire requerra l'ajout de réservoir de méthanol et l'installation de pompe d'appoint pour inhiber la formation d'hydrates.
- Le budget se résume comme suit :

– Modification de tuyauterie	300 000 \$
– Échangeur de chaleur et bouilloire	450 000 \$
– Oxydateur	150 000 \$
	<hr style="width: 100%; border: 0.5px solid black;"/>
	<u>900 000 \$</u>
- L'ingénierie préliminaire a été effectuée en 2005 et des soumissions fermes ont été demandées pour l'achat de la bouilloire, de l'échangeur et de l'oxydateur qui représente près de 50 % du projet.
- Il est à noter qu'advenant l'augmentation future du service excédentaire, les modifications proposées sont adéquates pour un volume maximal de retrait de 2200 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Au-delà de cette pointe, le doublage de la ligne de 8" qui relie Saint-Flavien à Bernières (25 km) sera requis.

### 3.2 INGÉNIERIE RÉSERVOIR

- Les performances des puits actuels nous permettraient d'offrir une pointe supérieure à  $1900 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  sur une période de plus courte durée. Cependant, comme ce service offert est nouveau et que les débits sont considérablement plus élevés que pour le service saisonnier et demande une opération différente, on se doit d'y aller prudemment. Les venues d'eau et la formation d'hydrate dans les puits pourront être plus fréquents et ainsi augmenter les pertes de charges et de ce fait réduire les capacités des puits. Ces effets combinés ont été pris en compte dans l'analyse du projet.

### 3.3 OPÉRATION

- L'opération reliée au service excédentaire présente certains changements par rapport à l'opération actuelle du stockage. Entre autres, il est important de noter que la période de soutirage avec compression passe de 60 à 95 jours, ce qui correspond à la presque totalité de la période de soutirage. Aussi, plus de manœuvre opérationnelle sera requise pour palier au changement de créneau de débit. Les performances des unités de compression en vue d'offrir ce service excédentaire ont été vérifiées au cours du mois de février 2006.

#### 4. ASPECTS RÉGLEMENTAIRES/CONTRACTUELS

- Le contrat de service actuel avec Gaz Métropolitain s'applique pour toute la capacité additionnelle visée ainsi que pour le service excédentaire. Gaz Métro s'est engagé, en 1992, à contracter toute capacité de stockage développée à Saint-Flavien et c, jusqu'à  $140 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  et utiliser le service excédentaire. Ce contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la date de mise en exploitation, soit avril 1998. Par la suite, les deux parties peuvent envisager de l'intention de prolonger pour 15 ans et les termes et conditions sont soit négociés ou décidés par un arbitre sur la base des coûts évités.
- Aucune demande n'est requise auprès de la CPTAQ ni auprès du ministère de l'environnement compte tenu de la nature des travaux.
- Il importe de souligner que l'optimisation de la structure existante doit être effectuée le plus rapidement possible afin de profiter des conditions du contrat actuel. De plus, ce service excédentaire permettra d'optimiser les revenus au fur et à mesure de l'ajout des puits futurs. Ceux-ci augmenteront le service excédentaire disponible.

## 5. ANALYSE FINANCIÈRE

### 5.1 PRINCIPALES HYPOTHÈSES

- Service excédentaire :
  - Le scénario retenu est de  $1\,900\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  en tenant compte des limitations techniques des installations et du réservoir.
- Revenus :
  - L'ajout du service excédentaire sera contracté par Gaz Métro tel que prévu au contrat liant les deux sociétés.
  - La perception des revenus supplémentaires se fera à partir d'avril 2006.
  - Comme le contrat est d'une durée de 15 ans à partir de la mise en exploitation (1998), le coût de service sera renégocié pour avril 2013. Ce coût de service renégocié est estimé sur la base des coûts évités pour entreposer à Dawn, en Ontario, et transporter la molécule de gaz jus qu'au distributeur. Pour les fins de l'analyse économique, le coût de service, donc les revenus, sera réduit à partir de 2013 pour correspondre à 60 % des revenus de 2012. En se basant sur les coûts évités (Dawn et transport), nous estimons que ceci est conservateur.
- Investissements :
  - L'investissement total prévu est de 900 000 \$, soit 450 000 \$ pour l'échangeur et la bouilloire, 150 000 \$ pour l'oxydateur et 300 000 \$ pour les modifications de tuyauterie.
- Coût d'opération :
  - Les coûts d'opération supplémentaires sont principalement liés à l'utilisation des équipements de compression sur 95 jours au lieu de 60 durant l'hiver et à l'embauche temporaire d'un employé sur cinq ans pour palier aux contraintes opérationnelles demandées par ce service.
  - Les coûts d'exploitation sont augmentés de 101 k\$ par année pour les cinq premières années et réduits à 26 k\$ par la suite.
- Taux d'inflation :
  - Le taux d'inflation pour les revenus est de 3 % jusqu'en 2013 et de 0 % par la suite, et 2 % pour les coûts d'opération.
- Financement :
  - Ce projet sera entièrement financé par Intragaz, soit par des fonds auto-générés et par l'utilisation de sa facilité auprès de la banque De xia Cré dit Local.
  - Aucune injection de fonds par les actionnaires n'est prévue ou requise.

## 5.2 RÉSULTATS

Statut	Quo Service saisonnier	Service excédentaire
Volume utile (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	117	117
Volume maximal de retrait (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	1 070	1 900
Demande excédentaire (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	0	730
Volume excédentaire (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	0	23,4
Revenu additionnel (k\$)	0	382
Investissement (k\$)	0	900
Rentabilité – après impôts		
<u>100% équité</u>		
TRI	32	%
VAN 10 % (k\$)	1	105
<u>50 % dette</u>		
TRI	44	%
Van 10 % (k\$)	1	158

## 5.3 ANALYSE ET DISCUSSIONS

- L'ajout d'équipement s afin d'offrir un service excédentaire représente une opportunité d'optimiser le site de stockage de Saint-Flavien par le biais d'un projet à forte rentabilité et à faible risque. Ce projet permet de récupérer les sommes investies en un peu plus de trois ans. De plus, ce projet constitue la base d'un service pouvant possiblement être amélioré dans le futur avec l'ajout de puits et de générer des revenus additionnels.
- Dans cette perspective, nous considérons qu'un tel investissement constitue une utilisation judicieuse des fonds d'Intragaz.

## 6. ÉCHÉANCIER

Les travaux seront effectués de février à novembre 2006

Ingénierie détaillée	février à mai
Travaux civils	mai à juillet
Travaux mécaniques	août à octobre
Travaux électriques et instrumentation	juillet, octobre et novembre
Mise en opération	mi-novembre
Service excédentaire	hiver 2006-2007

## 7. RECOMMANDATIONS

Attendu que l'ajout d'un service excédentaire requiert des investissements totaux de 900 000 \$ et que ces investissements procurent un rendement sur l'équité après impôts de 32 % (100 % équité) ou de 44 % (50 % dette).

IL EST RECOMMANDÉ QUE Intragaz procède aux modifications mécaniques requises pour offrir le service excédentaire dès l'hiver 2006-2007 pour bénéficier de revenus additionnels dès avril 2006 avec un rendement sur l'équité (50%) allant jusqu'à 44%.

---

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Évaluation des coûts évités**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, p.11

**Préambule :**

À la référence (i), il est indiqué :

« En anticipation du renouvellement du contrat de Pointe-du-Lac venant à échéance en avril 2011, Intragaz suit l'évolution des coûts évités depuis le printemps 2009. »

**Question :**

**3.1** Considérant qu'elle a commencé à suivre l'évolution des coûts évités au printemps 2009 et qu'elle s'avait depuis fort longtemps que le tarif du site de Pointe-du-Lac venait à échéance à la fin du mois d'avril 2011, veuillez expliquer pourquoi Intragaz n'a déposé sa demande que le 31 janvier 2011, soit à un moment de toute évidence trop tardif pour permettre à la Régie de rendre une décision avant la fin du mois d'avril 2011?

**Réponse :**

Intragaz regrette tout inconvénient que peut avoir causé le fait qu'elle n'ait pas été en mesure de déposer son dossier tarifaire avant janvier 2011. Ce n'est certainement pas par manque d'effort ou de respect envers la Régie et les intervenants. C'est une chose de suivre l'évolution des coûts évités, mais c'est autre chose de trouver une solution viable à une situation devenue insoutenable. Il a fallu beaucoup de discussions, d'analyses, de réflexion et de travail afin d'en arriver à une solution bien adaptée à la réalité unique d'Intragaz. Intragaz se devait de proposer une solution qui tienne compte de son passé, de ses ressources, sa taille, la nature de ses affaires, des contraintes telles que celles reliées au financement, etc. afin de proposer une solution qui soit juste, équitable, efficace et efficiente.

**Question :**

- 3.2** Veuillez décrire toutes les évaluations de coûts évités réalisées ( par Gaz Métro, Intragaz, ou autres) depuis le printemps 2009. Veuillez préciser la méthodologie utilisée dans chacune des évaluations.

**Réponse :**

Toutes les évaluations de coûts évités ont été effectuées par Gaz Métro et sont contenues dans la preuve d'Intragaz (R-3753-2011) et de Gaz Métro (R-3754-2011). La preuve de Gaz Métro élabore sur la méthodologie utilisée. De plus, de nombreuses demandes de renseignements ont été soumises à Gaz Métro sur ce sujet.

**Question :**

- 3.3** Veuillez préciser le détail des spécifications du service à être rendu pour chacune des évaluations de coûts évités.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 3.2 de la FCEI.

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Réalité du financement long terme**

**Référence :** (i) Intragaz-1, document 1, p.17

**Préambule :**

« Il est dès à présent clair que la stabilité et la prévisibilité des revenus, qui découleront en 22 grande partie du régime réglementaire approuvé par la Régie et de la durée du contrat 23 qui prévaudra avec Gaz Métro, son unique client, seront des éléments clés dans 24 l'atteinte et le maintien d'une structure de capital appropriée. »

**Question :**

**4.1** Selon quels critères Intragaz évalue-t-elle le caractère « approprié » de sa structure de capital? Quelle serait une structure de capital appropriée pour Intragaz et pourquoi?

**Réponse :**

Voir aussi la réponse à la question 29.2 de la Régie. Ultimement, la structure de capital appropriée sera celle approuvée par la Régie. Pour Intragaz, une structure de capital appropriée est une structure de capital qui tient compte de sa capacité de financement à la fois à un moment précis dans le temps, mais aussi de son habileté à maintenir un niveau d'endettement donné à travers le temps. Une structure de capital qui ne reflète pas la capacité de financement d'Intragaz serait soit punitive ou trop généreuse. Intragaz souhaite simplement que la structure de capital approuvée reflète sa capacité réelle de financement.

Aux fins du présent dossier, Intragaz propose une structure de capital basée sur le ratio d'équité de Gaz Métro (46 %), car elle est confiante d'être en mesure d'obtenir du financement pour le pourcentage restant (54 %). Comme présenté dans notre preuve, l'habileté d'Intragaz à atteindre, mais surtout à maintenir, un tel niveau d'endettement dépendra 1) du niveau de revenus approuvé par la Régie, 2) de la durée du mécanisme qui sera aussi autorisé par la Régie et 3) d'un mécanisme approprié de renouvellement du contrat qui permettra d'offrir une continuité dans la garantie offerte aux prêteurs. Ces trois composantes dicteront le montant, la durée et le profil de remboursement de l'emprunt qu'Intragaz sera en mesure d'obtenir, trois composantes essentielles dans l'établissement et le maintien d'une structure de capital.

**Question :**

**4.2** Veuillez présenter l'évolution de la structure de capital entre 2005 et 2010.

**Réponse :**

Nous vous référons aux réponses aux questions 15.1 de la FCEI et 3.4 de l'ACIG. Le tableau qui y est reproduit précise le pourcentage d'équité d'Intragaz de 1991 à 2010, la structure du capital étant complétée par de la dette pour obtenir la structure de capital à 100 %.

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Revenu requis**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, p.20  
(ii) Intragaz-1, document 1, p.21  
(iii) Intragaz-1, document 1, p.42 (annexe 1.2)  
(iv) Intragaz-1, document 1, p.43 (annexe 1.3)

**Préambule :**

Référence (i) :

« Intragaz inc. est le commandité des sociétés en commandite et elle leur fournit des services techniques et de gestion. »

Référence (ii) :

« Les années 2005, 2009 et 2010 sont considérées représentatives des opérations normales d'Intragaz alors que les années 2006 à 2008 constituent des exceptions. Les dépenses d'exploitation de ces années comprennent des recharges du commandité qui se situaient à un niveau anormalement bas. En effet, chez le commandité Intragaz inc., ces années ont été ponctuées de plusieurs départs d'employés et plusieurs postes sont demeurés vacants sur de longues périodes. De plus, pendant cette période, certains employés du commandité ont été affectés au projet Rabaska réduisant ainsi ses dépenses. L'ensemble de ces éléments a contribué à considérablement réduire les recharges du commandité à ses sociétés en commandite durant cette période. Depuis 2009, la situation au niveau du personnel s'est stabilisée. »

**Question :**

**5.1** Veuillez élaborer sur la nature des services rendus par Intragaz inc. à Intragaz, société en commandite, ainsi qu'aux autres sociétés en commandite.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 7.1 de la Régie de l'énergie.

**Question :**

**5.2** Veuillez présenter l'équivalent de l'annexe 1.2 pour les années 2005 à 2009. Veuillez expliquer toute variation importante à l'un ou l'autre des postes de dépenses au cours de cette période.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 7.3 de la Régie de l'énergie.

**Question :**

**5.3** Veuillez indiquer le nombre d'employés (équivalent temps complet) du commandité pour les années 2005 à 2010 en distinguant les employés cadres des autres employés.

**Réponse :**

Voir aussi la réponse à la question 4.10 de l'ACIG.

Veuillez trouver ci-après deux tableaux sur le nombre d'employés incluant le nombre d'employés (équivalent temps plein).

**Tableau 1**

		<b>NOMBRE D'EMPLOYÉS</b>							
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
2		<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>	<b>2005</b>	<b>2004</b>	
3	<b>INTRAGAZ INC</b>								
4	Cadres	5	4	5	4	4	5	5	
5	Cadres - Rabaska	0	1	2	2	2	2	1	
6	Employés horaire	6	6	5	9	6	7	9	
7	Employés horaire - Rabaska	0	0	1	1	1	1	0	
8	Employés temporaires	0	1	0	1	1	1	2	
9	Bureau Calgary cadres	0	0	0	0	4	5	4	
10	Main d'œuvre externe	1	1	0	0	0	0	0	
11	<b>TOTAL</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	
12	<b>INTRAGAZ SEC</b>								
13	Cadres	2	2	2	2	2	3	3	
14	Employés horaire	9	9	10	10	11	12	11	
15	Employés temporaires (CD)	1	1	1	1	1	1	1	
16	<b>TOTAL</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	

**Tableau 2**

		<b>ÉQUIVALENT TEMPS COMPLET</b>							
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
2		<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>	<b>2005</b>	<b>2004</b>	
3	<b>INTRAGAZ INC</b>								
4	Cadres	4,33	3,83	3,71	4	4	4,25	5,67	
5	Cadres - Rabaska	0	0,5	1,67	2	2	2	0,33	
6	Employés horaire	6	5,58	5	5,83	5,33	6,08	8,58	
7	Employés horaire - Rabaska	0	0	0,5	1	1	1	0	
8	Employés temporaires	0	0,33	0	0,67	0,5	0,54	0,67	
9	Bureau Calgary cadres	0	0	0	0	2,42	3,54	3,67	
10	Main d'œuvre externe	1	0,92	0	0	0	0	0	
11	<b>TOTAL</b>	<b>11,33</b>	<b>11,16</b>	<b>10,88</b>	<b>13,5</b>	<b>15,25</b>	<b>17,41</b>	<b>18,92</b>	
12	<b>INTRAGAZ SEC</b>								
13	Cadres	2	2	2	2	2	2,92	3	
14	Employés horaire	9	9	10	10	10,58	11,17	11	
15	Employés temporaires (CD)	1	1	1	1	1	1	1	
16	<b>TOTAL</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>13,58</b>	<b>15,09</b>	<b>15</b>	

**Question :**

**5.4** Veuillez indiquer le nombre d'employés (équivalent temps complet) affectés au projet Rabaska pour chacune des années 2005 à 2010 en distinguant les employés cadres des autres employés.

**Réponse :**

Veuillez vous référer aux tableaux de la réponse à votre question 5.3.

**Question :**

**5.5** Veuillez présenter le calcul d'allocation des coûts du commandité entre les trois sociétés en commandites pour les années 2005 à 2010.

**Réponse :**

Nous vous référons aux réponses à la question 7.2 de la Régie de l'énergie et à la question 4.1 de l'ACIG.

**Question :**

- 5.6** Veuillez indiquer de quelles façons la baisse de services en provenance du commandité durant les années 2006 à 2008 a affecté Intragaz, société en commandite et comment celle-ci s'est ajustée afin de poursuivre ses opérations.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 4.8 de l'ACIG.

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Revenu requis**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, p.40 (annexe 1)  
(ii) Intragaz-1, document 1, p.41 (annexe 1.1)  
(iii) Intragaz-1, document 1, p.22 (tableau 4)

**Préambule :**

Référence (ii) :

« Les années 2005, 2009 et 2010 sont considérées représentatives des opérations normales d'Intragaz alors que les années 2006 à 2008 constituent des exceptions. Les dépenses d'exploitation de ces années comprennent des recharges du commandité qui se situaient à un niveau anormalement bas. En effet, chez le commandité Intragaz inc., ces années ont été ponctuées de plusieurs départs d'employés et plusieurs postes sont demeurés vacants sur de longues périodes. De plus, pendant cette période, certains employés du commandité ont été affectés au projet Rabaska réduisant ainsi ses dépenses. L'ensemble de ces éléments a contribué à considérablement réduire les recharges du commandité à ses sociétés en commandite durant cette période. Depuis 2009, la situation au niveau du personnel s'est stabilisée. »

**Question :**

**6.1** Veuillez présenter l'équivalent de l'annexe 1 pour les années 2005 à 2009. Veuillez expliquer toute variation importante à l'un ou l'autre des postes de dépenses au cours de cette période.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 6.1 de la Régie de l'énergie.

**Question :**

**6.2** Veuillez indiquer le nombre d'employés (équivalent temps complet) pour les années 2005 à 2010 en distinguant les employés cadres des autres employés.

**Réponse :**

Veuillez vous référer aux tableaux fournis en réponse à votre question 5.3 et 4.10 de l'ACIG.

**Question :**

**6.3** Veuillez ventiler les dépenses d'entretien entre les sites Pointe-du-Lac et Saint-Flavien.

**Réponse :**

Nous vous référons à la réponse à la question 6.2 de la Régie de l'Énergie.

**Question :**

**6.4** Veuillez ventiler le poste « Assurance, taxes et permis ».

**Réponse :**

Nous vous référons à la réponse à la question 10.1 de la Régie de l'Énergie.

**Question :**

**6.5** Veuillez élaborer sur la nature des assurances détenues par Intragaz.

**Réponse :**

Vous trouverez ci-après le résumé du portefeuille d'assurances d'Intragaz.

Rédigé pour :

**Intragaz, s.e.c.**

**Portefeuille d'assurances de dommages**  
Période du 30 avril 2010-2011



Rédigé par :  
Aon Parizeau Inc.

Lyne L. Gagné  
*Vice-présidente principale*  
*Gestionnaire de compte*

Annie Romano, PAA, CRM  
*Gestionnaire de compte adjointe*

## Assurance des biens et pertes d'exploitation

### Objet de l'assurance

Biens de toute description appartenant à l'Assuré ou qui sont sous son soin, garde et contrôle ou dont il peut être tenu légalement responsable.

### Garantie d'assurance

Formule dite « Tous risques » incluant les garanties contre l'inondation, le refoulement des égouts, les mouvements de sol ainsi que les pertes d'exploitation, selon le formulaire « Profits » avec une période d'indemnisation de 24 mois excluant les salaires ordinaires », assujettie aux exclusions usuelles des libellés.

### Limite d'assurance

85 000 000 \$ par événement  
sur biens de toute description et  
pertes d'exploitation (24 mois), incluant frais supplémentaires

## Bris des machines

### Objet de l'assurance

Cette assurance couvre les dommages aux biens de l'Assuré et aux biens d'autrui dont il peut être tenu responsable, incluant les pertes d'exploitation qui en résultent, causés aux objets suivants par un bris soudain et accidentel : Équipement sous pression, Équipement mécanique, électrique, Matériel électronique

### Limite d'assurance

Dommages directs et pertes d'exploitation combinés	Par accident	50 000 000 \$
--	--------------	---------------

## Contrôle des puits et frais supplémentaires / Operators Extra Expense

### Nature of Insurance

Cost of Control and Extra Expense, including:

- ▶ Well Out of Control Insurance
- ▶ Re-drill and Extra Expense
- ▶ Seepage, Pollution, Cleanup and contamination
- ▶ Care, Custody and Control
- ▶ Making Wells Safe
- ▶ Removal of wreck
- ▶ Underground Blowout Coverage

### Limits

- |   |              |
|---|--------------|
| ▶ Combined Single Limit any one Occurrence    | \$10,000,000 |
| ▶ Property in your Care, Custody, and Control | \$1,000,000  |

## Responsabilité civile générale

### Objet de l'assurance

Cette assurance couvre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile pouvant incomber à l'Assuré en raison de dommages matériels, de blessures corporelles et de préjudices personnels subis par des tiers.

Formulaire : Responsabilité civile générale sur base d'événement

### Montants d'assurance

▶ Dommages matériels et blessures corporelles	par événement	2 000 000 \$
▶ Produits et travaux terminés	par année d'assurance	2 000 000 \$

## Responsabilité civile complémentaire, dite « Umbrella »

### Garantie d'assurance

Suivant les mêmes termes et conditions que les assurances de première ligne.

### Limites d'assurance

▶ Par événement	23 000 000 \$
▶ Par période d'assurance produits/travaux terminés	23 000 000 \$

## Responsabilité civile des administrateurs et dirigeants

### Garantie d'assurance

Garantie les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile pouvant incomber aux administrateurs et/ou dirigeants de la Société en raison des dommages occasionnés à des tiers du fait d'un acte fautif commis dans l'exercice de leurs fonctions.

### Limites d'assurance

▶ Par sinistre	10 000 000 \$
▶ Par période d'assurance	10 000 000 \$

## Assurance automobile — Formule des propriétaires

### Objet de l'assurance

Cette assurance couvre la responsabilité civile et les dommages matériels aux véhicules désignés appartenant à, ou loués par l'Assuré et immatriculés au Québec

### Garanties de base

<b>Chapitre A</b> — Responsabilité civile aux tiers	Montant d'assurance	1 000 000 \$
<b>Chapitre B</b> — Dommages aux véhicules assurés	Franchise Tous Risques	500 \$

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Revenu requis**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, p.23 (tableau 5)  
(ii) Intragaz-1, document 1, p.24  
(iii) Intragaz-1, document 1, p.23, ligne 12  
(iv) Intragaz-1, document 1, p.23, ligne 18

**Préambule :**

Référence (ii) :

« Par contre, il faut qu'Intragaz ait la possibilité de demander l'autorisation de la Régie pour effectuer des investissements exceptionnels si jamais un tel besoin se présentait. »

Référence (iii) :

« La direction d'Intragaz considère que les taux d'amortissement sont adéquats. En effet, selon notre expertise, la durée de vie restante aux livres des actifs reflète bien la vie utile restante de ceux-ci. »

Référence (iv) :

« Les charges d'amortissement démontrent une grande stabilité pour la période 2006-2010. Cette stabilité découle principalement du fait que, depuis 2006, il n'y a plus eu d'investissements importants liés au développement des sites. Donc, depuis 2006, les investissements annuels sont principalement liés au maintien de l'intégrité et de la performance des installations ainsi qu'au renouvellement des équipements dont la durée de vie est terminée. »

**Question :**

7.1 Veuillez ventiler les charges d'amortissement entre les sites Pointe-du-Lac et Saint-Flavien.

**Réponse :**

	Charges d'amortissement par site (000 \$) <sup>1</sup>					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Pointe-du-Lac</b>	833,3	841,9	804,9	803,4	817,1	833,3
<b>Saint-Flavien</b>	2 302,9	2 570,9	2 572,2	2 550,7	2 560,5	2 594,1
<b>TOTAL</b>	3 136,2	3 412,8	3 377,1	3 354,1	3 377,5	3 427,4

<sup>1</sup> Exclut l'amortissement des coûts reliés à la dette à long terme qui feront désormais partie du coût en capital.

**Question :**

7.2 Veuillez préciser ce qui, selon Intragaz, constituerait un investissement exceptionnel.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 13.4 de la Régie.

**Question :**

7.3 Veuillez préciser ce que vous entendez par « la vie utile restante » des actifs et indiquer comment cette valeur a été établie pour les différentes catégories d'actifs.

**Réponse :**

La période au cours de laquelle les actifs pourront continuer à être utilisés. Aucune étude n'a été réalisée pour valider la durée de vie restante. La citation dont vous faites mention constitue l'opinion de la direction selon laquelle la durée de vie utile restante des actifs est raisonnable en relation avec la durée restante quant à l'amortissement de ceux-ci.

Ceci étant dit, Intragaz constate que la durée de vie utile de certains actifs excédera vraisemblablement celle aux livres (voir la réponse à la question 17.5 de la Régie de l'énergie).

**Question :**

- 7.4 Relativement à la référence (iv), veuillez justifier que des investissements en entretien et en renouvellement d'équipement existants nécessitent une hausse de la dépense d'amortissement à long terme.

**Réponse :**

Voir réponse à la question 13.5 de la Régie de l'énergie.

Il est important de noter que la somme de 1 M\$ par année utilisée dans la formule de revenu plafond comprend surtout de nouveaux investissements plutôt que le remplacement d'actifs complètement amortis. Par conséquent, tout investissement dans des biens à durée de vie limitée résultera en une augmentation de la dépense d'amortissement. Le tableau 8 de la pièce Intragaz-1, document 1, page 28 pose l'hypothèse d'une augmentation de la charge d'amortissement de 30 100 \$ par année occasionnée par l'ajout d'immobilisations de 1 M\$ (amorties sur 33,21 années). Tel qu'il est mentionné à la réponse à la question 13.3 de la Régie de l'énergie, ces investissements annuels de 1 million \$ et l'amortissement proposé sur 33,21 années sont uniquement aux fins de tarification durant la période entre les mises à niveau (proposées tous les 5 ans). Lors de la mise à niveau quinquennale, Intragaz mettra à jour sa base de tarification en fonction des investissements réels effectués au cours des cinq dernières années, y compris l'amortissement accumulé qui sera calculé par catégorie d'actif et non au taux pondéré utilisé aux fins de tarification au cours des cinq années précédentes. En procédant ainsi, la base de tarification et la dépense d'amortissement refléteront, suite aux mises à niveau, les investissements réels ainsi que l'amortissement calculé par catégorie d'actif.

**Question :**

- 7.5 Veuillez réconcilier votre recommandation avec l'affirmation selon laquelle les charges d'amortissement démontrent une grande stabilité depuis 2006.

**Réponse :**

Le but du commentaire que les charges d'amortissement démontrent une grande stabilité était d'appuyer la proposition d'utiliser la charge d'amortissement de 2 010 comme point de départ à laquelle s'ajouteront les charges d'amortissement des nouvelles immobilisations (voir Intragaz-1, Document 1, page 24, lignes 19 à 24). En d'autres mots, la charge d'amortissement de 2 010 est considérée comme étant représentative d'une année normale.

**Question :**

7.6 Veuillez présenter le détail des investissements par catégorie d'actifs pour la période 2005-2010.

**Réponse :**

Voir réponse aux questions 13.2 et 26.1 de la Régie de l'énergie.

**Question :**

7.7 Sur la base des actifs existants au 1<sup>er</sup> janvier 2011 et d'investissements de 1 M\$ par année dont la durée de vie utile moyenne est de 33,21 années, veuillez présenter l'évolution de la charge d'amortissement sur la période 2011-2016.

**Réponse :**

Nous vous référons à la réponse à la question 19.1 de la Régie. Vous retrouverez dans ce tableau chacune des composantes du revenu plafond (incluant les charges d'amortissement) pour les années 2011-2025.

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Revenu requis**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, p.25, ligne 1  
(ii) Intragaz-1, document 1, p.25, ligne 18

**Préambule :**

À la référence (i), Intragaz indique :

« Intragaz vise atteindre une structure de capital composée de 54 % dette et 46 % équité. »

À la référence (ii), Intragaz indique :

« De plus, comme la plus grande partie des risques techniques reliés au développement et au rodage des sites qui existaient au moment de créer les sites d'emmagasinage sont derrière Intragaz, le risque principal résiduel est relié à son marché, soit celui de Gaz Métro. »

À la référence (iii), Intragaz indique :

« Par contre, les risques financiers d'Intragaz sont intimement liés à ceux de Gaz Métro, car il s'agit de son seul client. »

**Question :**

**8.1** Veuillez justifier la proposition de viser une structure de capital composée de 54 % dette et 46 % d'équité.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 4.1 de la FCEI.

**Question :**

- 8.2** Dans l'éventualité où la Régie acceptait le contrat de 15 ans proposé par Intragaz et Gaz Métro, veuillez élaborer sur le risque d'affaire de Intragaz. Veuillez de plus présenter des exemples concrets de situation où, dans de telles circonstances, Intragaz ne réaliserait pas son rendement autorisé.

**Réponse :**

Voir aussi la réponse à la question 6.1 de l'ACIG : « Dans le cadre d'un contrat de 15 ans avec Gaz Métro, le risque annuel d'Intragaz découlera principalement de son habileté à satisfaire les exigences contractuelles. Dans l'éventualité où elle serait en défaut, par exemple à la suite d'un bris d'équipement, elle pourrait être confrontée à une réduction de ses revenus, et par conséquent de son rendement sur équité. »

Un exemple de bris d'équipement pourrait être un bris d'un compresseur qui prendrait un certain temps à réparer. L'absence du compresseur en question pourrait empêcher Intragaz de rencontrer ses obligations contractuelles.

Naturellement, la capacité d'Intragaz à gérer ses dépenses affectera aussi le rendement sur équité.

**Question :**

- 8.3** Veuillez élaborer sur le lien de causalité que vous établissez à la référence (iii) entre le fait que Gaz Métro soit le seul client d'Intragaz et le fait que les risques financiers des deux entités soient « intimement liés ». Veuillez donner un exemple de situation où un même risque affecterait simultanément et de façon similaire les deux sociétés.

**Réponse :**

Voir aussi la réponse à la question 6.1 de l'ACIG. La mention à la référence (iii) à l'effet que « les risques financiers d'Intragaz sont intimement liés à ceux de Gaz Métro, car il s'agit de son seul client » n'implique pas nécessairement qu'un « même risque affecterait simultanément et de façon similaire les deux sociétés ». Le lien que nous établissons résulte du fait que Gaz Métro est le seul client d'Intragaz et que, conséquemment, ce qui affecte Gaz Métro pourrait ultimement affecter Intragaz également, mais pas nécessairement de façon simultanée pour une situation donnée.

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Revenu requis**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, p.26, ligne 15  
(ii) Intragaz-1, document 1, p.26, tableau 7  
(iii) Intragaz-1, document 1, p.28, tableau 8

**Préambule :**

À la référence (i), Intragaz indique :

« Dans le présent dossier, le poste « Achalandage », au montant de 2 530 598 \$, a été exclu de la base de tarification.. »

**Question :**

**9.1** Veuillez indiquer la nature des actifs inclus au poste « Achalandage » et indiquer les raisons de son exclusion de la base de tarification.

**Réponse :**

L'achalandage représente l'excédent du prix payé sur la valeur comptable des immobilisations acquises des associés lors de la création d'Intragaz. L'achalandage a été exclu de la base de tarification puisqu'il résulte d'une transaction conclue entre les associés et ne représente pas un actif utilisé par Intragaz dans le cadre de ses opérations.

**Question :**

**9.2** Veuillez ventiler le tableau 7 entre les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien.

**Réponse :**

Nous vous référons à la réponse à la question 13.2 de la Régie de l'Énergie.

**Question :**

9.3 Veuillez ventiler le tableau 8 entre les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien.

**Réponse :**

Veillez trouver ci après le tableau 8 ventilé entre les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien. Veuillez noter que la répartition des revenus par sites diffère d'environ 7 000\$ de celle présentée à l'annexe 7 de la pièce Intragaz-1, Document 1. Dans cette annexe, nous avons réparti les ajouts annuels d'immobilisations (1M\$) de façon égale par site (pour fins de simplification) alors que dans les tableaux suivants, nous utilisons 620 000\$ pour Saint-Flavien et 3 80 000 \$ pour Pointe-du-Lac qui devrait mieux correspondre à la réalité.

Revenus projetés (000 \$) présentés à titre illustratif pour le site de Pointe-du-Lac <sup>1,2</sup>						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Revenu plafond	4 493,5 \$	4 550,9 \$ <sup>3</sup>	4 416,1 \$	4 432,0 \$	4 448,0 \$	4 464,0 \$
Effet tarifaire		1,28%	-2,96%	0,36%	0,36%	0,36%
Effet tarifaire cumulatif		1,28%	-1,68%	-1,32%	-0,96%	-0,60%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 % <sup>4</sup>		-0,96%	-6,02%	-7,76%	-9,48%	-11,16%
		2016	2017	2018	2019	2020
Revenu plafond		4 480,2 \$	4 496,6 \$	4 513,1 \$	4 529,7 \$	4 546,6 \$
Effet tarifaire		0,36%	0,36%	0,37%	0,37%	0,37%
Effet tarifaire cumulatif		-0,24%	0,12%	0,49%	0,86%	1,23%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %		-12,81%	-14,42%	-16,01%	-17,56%	-19,08%
		2021	2022	2023	2024	2025
Revenu plafond		4 563,8 \$	4 581,2 \$	4 598,8 \$	4 616,8 \$	4 635,2 \$
Effet tarifaire		0,38%	0,38%	0,39%	0,39%	0,40%
Effet tarifaire cumulatif		1,61%	1,99%	2,38%	2,77%	3,17%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %		-20,57%	-22,03%	-23,46%	-24,86%	-26,23%

<sup>1</sup> Revenu plafond des années 2012 et suivantes établi selon une structure du capital 54 % dette et 46 % équité (voir annexe 5), un taux de rendement sur équité de 9,09 %, un coût de la dette à 6,2 % et aucun facteur exogène.

<sup>2</sup> Ne tient pas compte du coût relié à un éventuel refinancement entre 2012 et 2025 et des amortissements qui en découlent.

<sup>3</sup> Le montant de 4 550,9 \$ correspond au revenu plafond pour 12 mois. En 2011, ce montant s'appliquerait pour 8 mois au prorata.

<sup>4</sup> Voir annexe 1.4.

Revenus projetés (000 \$) présentés à titre illustratif pour le site de St-Flavien <sup>1,2</sup>						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Revenu plafond	18 626,5 \$	14 300,8 \$ <sup>3</sup>	13 316,9 \$	13 207,0 \$	13 096,6 \$	12 985,9 \$
Effet tarifaire		-23,22%	-6,88%	-0,83%	-0,84%	-0,85%
Effet tarifaire cumulatif		-23,22%	-30,10%	-30,93%	-31,76%	-32,61%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 % <sup>4</sup>		-24,92%	-31,63%	-33,69%	-35,70%	-37,65%
		2016	2017	2018	2019	2020
Revenu plafond		12 874,8 \$	12 763,3 \$	12 651,5 \$	12 539,4 \$	12 427,1 \$
Effet tarifaire		-0,86%	-0,87%	-0,88%	-0,89%	-0,90%
Effet tarifaire cumulatif		-33,47%	-34,33%	-35,21%	-36,09%	-36,99%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %		-39,55%	-41,40%	-43,20%	-44,95%	-46,64%
		2021	2022	2023	2024	2025
Revenu plafond		12 314,6 \$	12 201,9 \$	12 089,1 \$	11 976,2 \$	11 863,2 \$
Effet tarifaire		-0,91%	-0,91%	-0,93%	-0,93%	-0,94%
Effet tarifaire cumulatif		-37,89%	-38,81%	-39,73%	-40,67%	-41,61%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %		-48,30%	-49,90%	-51,46%	-52,98%	-54,45%

<sup>1</sup> Revenu plafond des années 2012 et suivantes établi selon une structure du capital 54 % dette et 46 % équité (voir annexe 5), un taux de rendement sur équité de 9,09 %, un coût de la dette à 6,2 % et aucun facteur exogène.

<sup>2</sup> Ne tient pas compte du coût relié à un éventuel refinancement entre 2012 et 2025 et des amortissements qui en découlent.

<sup>3</sup> Le montant de 14 300,8 \$ correspond au revenu plafond pour 12 mois. En 2011, ce montant s'appliquerait pour 8 mois au prorata.

<sup>4</sup> Voir annexe 1.4.

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

**Autres modalités du mécanisme de plafonnement des revenus**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, p.31, section d  
(ii) Intragaz-1, document 1, p.53 (annexe 7)

**Question :**

**10.1** Veuillez présenter le détail du calcul de l'allocation de coût entre les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien.

**Réponse :**

Concernant les dépenses d'exploitation au montant de 4 581 000 \$, celles-ci ont été réparties au prorata des dépenses d'exploitation de 2010 de chaque site. Celles-ci totalisaient 2 405 925 \$ à Saint-Flavien et 2 058 293 \$ à Pointe-du-Lac.

Les charges d'amortissement ont été réparties selon le tableau suivant.

	(1)	(2)	(3)	(4)
1	<b>Charges d'amortissement</b>	<b>Total</b>	<b>SFL</b>	<b>PDL</b>
2	Amortissements réels 2010 <sup>1</sup>	3 503,8 \$	2 670,5 \$	833,3 \$
3	Frais reliés à la dette <sup>2</sup>	(76,4) \$	(76,4) \$	- \$
4	Amortissements de 2011 <sup>3</sup>	30,1 \$	15,1 \$	15,0 \$
5		<u>3 457,5 \$</u>	<u>2 609,2 \$</u>	<u>848,3 \$</u>

6 <sup>1</sup> Correspond à la dépense réelle d'amortissement comptabilisée à chacun des sites.

7 <sup>2</sup> Comme la majeure partie de la capacité d'emprunt relève des contrats de Saint-Flavien,  
8 nous avons attribué 100 % de cet élément à Saint-Flavien.

9 <sup>3</sup> Ce montant a été réparti également à chaque site. Veuillez noter que nous avons corrigé  
10 cette répartition dans notre réponse à la question 9.3 de la FCEI.

Le rendement sur la base de tarification a été obtenu en utilisant un taux de rendement de 7,81 % sur la base de tarification répartie ainsi :

	(1)	(2)	(3)	(4)
1	<b>Base de tarification</b>	<b>Total</b>	<b>SFL</b>	<b>PDL</b>
2	Valeur nettes <sup>1</sup>	107 053,7 \$	91 385,7 \$	15 668,0 \$
3	Fond de roulement			
4	Encaisse <sup>2</sup>	137,7 \$	68,9 \$	68,9 \$
5	Inventaires <sup>3</sup>	469,9 \$	266,6 \$	203,3 \$
6	Frais reliés à la dette <sup>4</sup>	158,1 \$	158,1 \$	- \$
7		107 819,4 \$	91 879,3 \$	15 940,2 \$

8 <sup>1</sup> Voir réponse à la question 14.3 de la FCEI.

9 <sup>2</sup> Réparti également entre chaque site.

10 <sup>3</sup> Correspond à l'inventaire réel à chaque site.

11 <sup>4</sup> Comme la majeure partie de la capacité d'emprunt relève des contrats de Saint-Flavien,  
12 nous avons attribué 100 % de cet élément à Sainn-Flavien.

Le calcul de l'impôt présumé est calculé tel que ci-après :

$$\left[ \frac{\text{Base de tarification} \times \% \text{ d'équité} \times \% \text{ rendement sur équité}}{1 - \text{taux d'impôt}} \right] \times \text{Taux d'impôt}$$

Nous avons utilisé un pourcentage d'équité de 64,84 %, un rendement sur équité de 9,09 % et un taux d'impôt de 28,4 %.

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Autres modalités du mécanisme de plafonnement des revenus**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, p.33, ligne 9

**Préambule :**

À la référence (i), Intragaz indique :

« Les facteurs exogènes sont des éléments qui sont hors du contrôle d'Intragaz. Dans ce contexte, nous proposons trois facteurs exogènes, soit :

- 1) Coût du capital;
- 2) Taux d'imposition; et
- 3) Changements importants au niveau des normes et standards de l'industrie. »

**Question :**

**11.1** Veuillez confirmer qu'Intragaz propose un exogène sur le coût du capital (i.e incluant la taille de la base de tarification) et non pas sur le taux du coût en capital.

**Réponse :**

Non. Intragaz propose un exogène uniquement sur le taux du coût en capital.

Voir aussi la réponse à la question 2.4 de l'ACIG.

**Question :**

**11.2** Veuillez confirmer qu'Intragaz propose un exogène sur le taux d'imposition (i.e une hausse de la charge d'impôt ne serait pas traitée comme exogène si le taux d'impôt est inchangé) et non pas sur la charge d'impôt.

**Réponse :**

Oui. Intragaz propose un exogène sur le taux d'imposition, similairement à celui sur le taux du coût en capital.

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Autres modalités du mécanisme de plafonnement des revenus**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, pp.32 et 33 (traitement des écarts de rendement)

**Question :**

**12.1** Puisqu'il n'y a aucune incertitude sur les revenus, pouvez-vous confirmer que les écarts de rendements dans le mécanisme proposé ne peuvent provenir que de variations du coût sur les éléments ne faisant pas l'objet d'une neutralisation (comptes d'écart, exogènes, etc.)?

**Réponse :**

Il est faux d'affirmer qu'il « n'y a aucune incertitude sur les revenus... » (Voir la réponse à la question 8.2 de la FCEI). Par conséquent, les écarts de rendement peuvent à la fois provenir d'écart dans les revenus et dans les dépenses ne faisant pas l'objet d'un compte d'écart. À cet égard, Intragaz ne propose que 3 comptes d'écart, soit les coûts réglementaires, le taux du coût de capital et les dépenses d'entretien et de réparation.

Il est à noter que, contrairement à ce qui est indiqué dans la question, un exogène ne neutralise pas l'effet d'une variable sur le rendement d'une année donnée. L'effet de l'exogène sera plutôt reflété dans l'établissement des tarifs d'une année subséquente.

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Autres modalités du mécanisme de plafonnement des revenus**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, p.23, ligne 3  
(ii) Intragaz-1, document 1, p.24, ligne 11  
(iii) Intragaz-1, document 1, p.34, ligne 2

**Préambule :**

À la référence (i), Intragaz indique :

« Le taux d'inflation utilisé dans le calcul du taux d'indexation sera révisé annuellement en fonction des plus récentes projections. »

À la référence (ii), Intragaz indique :

« Par contre, il faut qu'Intragaz ait la possibilité de demander l'autorisation de la Régie pour effectuer des investissements exceptionnels si jamais un tel besoin se présentait. »

À la référence (iii), Intragaz indique :

« Intragaz propose la création de trois comptes d'écart :

- 1) Coûts réglementaires;
- 2) Coût du capital; et
- 3) Dépenses d'entretien et de réparation. »

**Question :**

**13.1** Est-ce que la proposition d'Intragaz relativement à la révision du taux d'indexation implique la révision des taux associés aux salaires et avantages sociaux?

**Réponse :**

Oui.

**Question :**

**13.2** Considérant l'ensemble des limitations énoncées en préambule, veuillez indiquer les coûts auxquels s'appliquerait le plafonnement du revenu et indiquer la proportion du revenu requis qu'ils représentent.

**Réponse :**

Voir aussi la réponse à la question 7.1 de l'ACIG. D'entrée de jeu, il est utile de souligner que les mécanismes de prix ou de revenu plafonnés sont typiquement associés de comptes d'écart, d'exogènes, de révisions pour événements majeurs ou exceptionnels et de dispositions pour le traitement des écarts de rendement. La proposition d'Intragaz s'inscrit donc dans ce contexte et n'a rien d'inhabituel ou d'exceptionnel.

La proposition d'Intragaz fait en sorte que les dépenses d'exploitation, les charges d'amortissement et la base de tarification évolueront en fonction de paramètres préétablis durant une période de 5 ans. Les dépenses d'exploitation évolueront en fonction d'un taux d'indexation alors que la base de tarification et les charges d'amortissement évolueront en fonction d'investissements préétablis. Les impôts présumés découleront aussi des paramètres préétablis.

Les comptes d'écart, les exogènes ainsi que le traitement de situations exceptionnelles ont pour but de protéger à la fois les clients et Intragaz.

Dans l'élaboration de sa proposition, Intragaz visait l'atteinte d'un équilibre entre plusieurs objectifs :

- Offrir des avantages pour les clients et les actionnaires :
  - Baisse immédiate de tarif pour les clients et transparence découlant de l'établissement annuel des tarifs et de reddition de compte.
  - Pérennité de l'entreprise et opportunité de rendement raisonnable pour les actionnaires.
- Atteindre un équilibre entre stabilité et prévisibilité des tarifs et protection des clients et des actionnaires en révisant les paramètres du mécanisme de revenu plafond aux 5 ans.
- Concevoir un mécanisme relativement simple à appliquer dans le contexte de ressources et expertises limitées d'Intragaz et du souci d'efficience de la Régie.
- Maintenir un incitatif à la performance afin de conserver la culture d'Intragaz développée sous la méthode incitative des 20 dernières années, tout en permettant aux clients de profiter des gains de productivité (soit lorsque le rendement excède 0,75 % ou lorsque les dépenses seront remises à niveau à chaque 5 ans).

- Protéger les clients et les actionnaires contre des événements majeurs ou exceptionnels.
- Traiter équitablement les clients et les actionnaires en ce qui concerne les dépenses réglementaires, les dépenses d'entretien et réparation, les taux d'imposition et le taux de rendement sur la base de tarification.

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Autres modalités du mécanisme de plafonnement des revenus**

**Références :** (i) Intragaz-1, document 1, p.47 (annexe 3.1)

**Question :**

**14.1** Advenant la fermeture des sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien, veuillez indiquer s'il serait techniquement possible de récupérer le gaz coussin respectif de chacun des deux sites.

**Réponse :**

Oui.

**Question :**

**14.2** Veuillez présenter l'équivalent de l'Annexe 3.1 pour chacune des années depuis le début des opérations d'Intragaz (soit approximativement 1985).

**Réponse :**

Dans un premier temps, nous aimerions porter à votre attention qu'Intragaz, société en commandite, a débuté l'exploitation du site de stockage de Pointe-du-Lac en 1990. Les activités antérieures à cette date ont été réalisées par d'autres sociétés (notamment SOQUIP) et nous n'avons pas les données correspondant à cette période.

Vous trouverez donc ci-après l'équivalent de l'annexe 3.1 pour les années 2000 à 2011. Pour les années antérieures à cette date (1991 à 1999), vous trouverez ci-après des tableaux faisant partie des notes 5 des états financiers vérifiés (de 1990 à 1999) qui sont en quelque sorte l'équivalent de l'annexe 3.1, mais avec une ventilation quelque peu différente par poste d'immobilisation.

Pour l'année 1998, il y a un tableau pour le site de Pointe-du-Lac (Intragaz SEC) et un tableau pour le site de Saint-Flavien (Stogaz SEC).

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2000**  
**pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4	Gaz coussin	8 105,8	0,0	8 105,8
5	Servitudes et approbation	2 142,3	181,1	1 961,2
6	Aménagement	1 049,2	168,8	880,5
7	Réservoir souterrain	7 539,0	833,4	6 705,5
8	Puits (forage)	15 945,3	1 411,4	14 533,8
9	Équipements de puits	1 509,6	294,4	1 215,2
10	Puits (completion et essais)	3 648,0	214,5	3 433,6
11	Conduite de transmission	7 173,7	472,3	6 701,5
12	Conduite de collecte	1 813,1	276,4	1 536,6
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	1,3	7,5
14	Mécanique et tuyauterie station	4 460,4	509,3	3 951,1
15	Bâtiments	2 110,9	272,8	1 838,1
16	Électricité	1 644,4	239,9	1 404,5
17	Compression	10 362,5	1 913,5	8 449,0
18	Déshydratation	575,6	25,4	550,2
19	Bouilloire	506,2	75,9	430,3
20	Instrumentation	1 212,7	299,9	912,9
21	Électronique	408,0	295,9	112,1
22	Outillage	276,4	107,2	169,2
23	Informatique-exploitation	514,8	242,2	272,7
24	Équipement et mobilier	40,1	27,8	12,3
25	Matériel roulant	128,8	65,9	62,9
26	Pièces de rechange	750,1	0,0	750,1
27	Projets en cours	0,0	0,0	0,0
28	<b>Total</b>	<b>72 983,5</b>	<b>7 929,1</b>	<b>65 054,4</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2001**  
**pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4	Gaz coussin	11 153,6	0,0	11 153,6
5	Servitudes et approbation	2 428,1	238,8	2 189,3
6	Aménagement	1 053,4	195,0	858,4
7	Réservoir souterrain	7 584,7	1 022,1	6 562,6
8	Puits (forage)	19 929,5	1 810,1	18 119,4
9	Équipements de puits	1 509,6	332,1	1 177,5
10	Puits (completion et essais)	3 993,1	306,4	3 686,7
11	Conduite de transmission	7 173,7	651,5	6 522,2
12	Conduite de collecte	2 215,4	321,8	1 893,6
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	1,5	7,3
14	Mécanique et tuyauterie station	4 490,3	621,1	3 869,1
15	Bâtiments	2 146,4	325,7	1 820,8
16	Électricité	1 653,1	281,0	1 372,1
17	Compression	10 407,9	2 259,3	8 148,6
18	Déshydratation	624,2	44,8	579,4
19	Bouilloire	506,2	101,2	405,0
20	Instrumentation	1 212,7	360,5	852,2
21	Électronique	418,7	337,2	81,5
22	Outils	289,3	135,6	153,6
23	Informatique-exploitation	522,9	315,7	207,2
24	Équipement et mobilier	44,4	31,5	13,0
25	Matériel roulant	128,8	84,4	44,4
26	Pièces de rechange	750,1	0,0	750,1
27	Projets en cours	270,8	0,0	270,8
28	<b>Total</b>	<b>81 573,4</b>	<b>9 777,4</b>	<b>71 796,0</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2002**  
**pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4	Gaz coussin	13 009,1	0,0	13 009,1
5	Servitudes et approbation	2 530,9	301,4	2 229,5
6	Aménagement	1 088,3	221,3	867,0
7	Réservoir souterrain	7 584,7	1 211,7	6 373,0
8	Puits (forage)	20 608,0	2 320,5	18 287,5
9	Équipements de puits	1 546,7	370,0	1 176,8
10	Puits (completion et essais)	3 993,1	406,2	3 586,8
11	Conduite de transmission	7 173,7	830,9	6 342,9
12	Conduite de collecte	2 271,9	377,7	1 894,1
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	1,7	7,1
14	Mécanique et tuyauterie station	4 522,5	733,8	3 788,6
15	Bâtiments	2 175,5	379,4	1 796,1
16	Électricité	1 666,3	322,4	1 343,9
17	Compression	10 491,5	2 608,2	7 883,3
18	Déshydratation	671,0	65,7	605,2
19	Bouilloire	506,2	126,5	379,7
20	Instrumentation	1 288,6	421,4	867,2
21	Électronique	418,7	348,5	70,2
22	Outils	289,8	161,5	128,3
23	Informatique-exploitation	570,4	381,8	188,6
24	Équipement et mobilier	45,6	35,7	10,0
25	Matériel roulant	145,6	101,7	43,9
26	Pièces de rechange	750,1	0,0	750,1
27	Projets en cours	1 403,6	0,0	1 403,6
28	<b>Total</b>	<b>85 818,4</b>	<b>11 728,0</b>	<b>74 090,3</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2003**  
**pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4	Gaz coussin	13 947,8	0,0	13 947,8
5	Servitudes et approbation	2 530,9	364,7	2 166,2
6	Aménagement	1 088,3	248,6	839,8
7	Réservoir souterrain	7 680,4	1 403,2	6 277,2
8	Puits (forage)	26 349,1	2 943,3	23 405,8
9	Équipements de puits	2 020,5	416,3	1 604,2
10	Puits (completion et essais)	3 997,4	506,3	3 491,2
11	Conduite de transmission	7 173,7	1 010,2	6 163,5
12	Conduite de collecte	2 674,0	437,7	2 236,3
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	1,9	6,8
14	Mécanique et tuyauterie station	4 577,7	847,2	3 730,5
15	Bâtiments	2 180,9	433,9	1 747,0
16	Électricité	1 666,3	364,1	1 302,3
17	Compression	10 733,9	2 963,3	7 770,6
18	Déshydratation	1 224,6	90,2	1 134,4
19	Bouilloire	506,2	151,8	354,4
20	Instrumentation	1 337,3	486,4	851,0
21	Électronique	418,7	359,4	59,3
22	Outils	292,1	184,6	107,5
23	Informatique-exploitation	619,7	459,2	160,6
24	Équipement et mobilier	52,6	40,6	12,0
25	Matériel roulant	145,6	119,5	26,1
26	Pièces de rechange	750,1	0,0	750,1
27	Projets en cours	9 164,5	0,0	9 164,5
28	<b>Total</b>	<b>102 199,0</b>	<b>13 832,2</b>	<b>88 366,8</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2004**  
**pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4	Gaz coussin	16 253,7	0,0	16 253,7
5	Servitudes et approbation	2 530,9	428,0	2 103,0
6	Aménagement	1 088,3	275,8	812,6
7	Réservoir souterrain	7 722,9	1 595,3	6 127,7
8	Puits (forage)	48 072,4	3 873,1	44 199,3
9	Équipements de puits	2 020,5	466,8	1 553,7
10	Puits (completion et essais)	3 997,4	606,2	3 391,2
11	Conduite de transmission	7 173,7	1 189,6	5 984,2
12	Conduite de collecte	3 522,0	520,5	3 001,6
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	2,2	6,6
14	Mécanique et tuyauterie station	5 034,9	962,6	4 072,3
15	Bâtiments	2 247,6	488,5	1 759,1
16	Électricité	1 666,3	405,7	1 260,6
17	Compression	10 733,9	3 321,1	7 412,8
18	Déshydratation	1 224,6	131,1	1 093,5
19	Bouilloire	506,2	177,1	329,1
20	Instrumentation	1 338,6	553,2	785,3
21	Électronique	418,7	370,1	48,6
22	Outils	305,3	206,9	98,3
23	Informatique-exploitation	630,7	535,0	95,7
24	Équipement et mobilier	49,8	45,0	4,9
25	Matériel roulant	169,3	123,2	46,2
26	Pièces de rechange	750,1	0,0	750,1
27	Projets en cours	1 708,5	0,0	1 708,5
28	<b>Total</b>	<b>120 232,8</b>	<b>16 276,9</b>	<b>103 955,9</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2005**  
**pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4	Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5	Servitudes et approbation	2 530,9	491,3	2 039,7
6	Aménagement	1 088,3	303,0	785,4
7	Réservoir souterrain	7 722,9	1 788,3	5 934,6
8	Puits (forage)	50 993,4	4 994,8	45 998,6
9	Équipements de puits	2 064,7	517,4	1 547,3
10	Puits (completion et essais)	3 997,4	706,1	3 291,3
11	Conduite de transmission	7 423,7	1 369,4	6 054,3
12	Conduite de collecte	3 927,6	614,8	3 312,8
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	2,4	6,4
14	Mécanique et tuyauterie station	5 363,7	1 089,5	4 274,2
15	Bâtiments	2 247,6	544,7	1 702,9
16	Électricité	1 666,3	447,4	1 218,9
17	Compression	10 726,5	3 676,5	7 049,9
18	Déshydratation	1 224,6	171,9	1 052,7
19	Bouilloire	564,1	202,7	361,5
20	Instrumentation	1 523,5	621,1	902,4
21	Électronique	418,7	380,6	38,1
22	Outillage	309,5	228,2	81,3
23	Informatique-exploitation	633,2	578,8	54,3
24	Équipement et mobilier	49,8	47,2	2,6
25	Matériel roulant	169,3	137,5	31,8
26	Pièces de rechange	306,9	0,0	306,9
27	Projets en cours	9 272,3	0,0	9 272,3
28	<b>Total</b>	<b>131 214,2</b>	<b>18 913,6</b>	<b>112 300,6</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2006**  
**pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4	Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5	Servitudes et approbation	2 530,9	554,5	1 976,4
6	Aménagement	1 088,3	330,2	758,2
7	Réservoir souterrain	7 722,9	1 981,4	5 741,5
8	Puits (forage)	59 810,5	6 447,4	53 363,2
9	Équipements de puits	2 064,7	569,0	1 495,7
10	Puits (completion et essais)	6 387,3	819,8	5 567,5
11	Conduite de transmission	7 423,7	1 555,0	5 868,7
12	Conduite de collecte	4 323,8	720,4	3 603,4
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	2,6	6,2
14	Mécanique et tuyauterie station	5 363,7	1 223,6	4 140,1
15	Bâtiments	2 253,6	600,9	1 652,6
16	Électricité	1 666,3	489,1	1 177,3
17	Compression	16 040,8	4 106,8	11 934,0
18	Déshydratation	1 229,8	212,8	1 017,0
19	Bouilloire	564,1	230,9	333,3
20	Instrumentation	1 554,0	697,4	856,6
21	Électronique	418,7	391,0	27,7
22	Outils	322,2	248,6	73,6
23	Informatique-exploitation	659,0	602,2	56,8
24	Équipement et mobilier	53,1	49,0	4,1
25	Matériel roulant	206,0	120,9	85,1
26	Pièces de rechange	297,3	0,0	297,3
27	Projets en cours	1 825,8	0,0	1 825,8
28	<b>Total</b>	<b>140 795,7</b>	<b>21 953,3</b>	<b>118 842,4</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2007**  
**pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4	Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5	Servitudes et approbation	2 530,9	617,8	1 913,1
6	Aménagement	1 090,5	357,4	733,0
7	Réservoir souterrain	8 562,9	2 186,7	6 376,2
8	Puits (forage)	59 886,6	7 944,4	51 942,1
9	Équipements de puits	2 064,7	620,6	1 444,0
10	Puits (completion et essais)	6 820,3	984,0	5 836,3
11	Conduite de transmission	7 423,7	1 740,6	5 683,1
12	Conduite de collecte	4 323,8	828,5	3 495,3
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	2,8	6,0
14	Mécanique et tuyauterie station	5 796,1	1 365,8	4 430,3
15	Bâtiments	2 328,7	657,3	1 671,5
16	Électricité	1 666,3	530,7	1 135,6
17	Compression	17 046,1	4 674,9	12 371,1
18	Déshydratation	1 229,8	253,8	976,0
19	Bouilloire	785,0	270,0	515,0
20	Instrumentation	1 564,7	775,6	789,1
21	Électronique	418,7	401,5	17,2
22	Outils	354,6	268,1	86,5
23	Informatique-exploitation	677,0	631,1	45,9
24	Équipement et mobilier	53,2	50,6	2,6
25	Matériel roulant	206,0	144,1	61,9
26	Pièces de rechange	297,3	0,0	297,3
27	Projets en cours	173,0	0,0	173,0
28	<b>Total</b>	<b>142 289,2</b>	<b>25 306,4</b>	<b>116 982,7</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2008**  
**pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4	Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5	Servitudes et approbation	2 530,9	681,1	1 849,9
6	Aménagement	1 097,6	384,8	712,8
7	Réservoir souterrain	8 571,9	2 401,0	6 170,9
8	Puits (forage)	59 856,4	9 435,6	50 420,8
9	Équipements de puits	2 064,7	672,3	1 392,4
10	Puits (completion et essais)	6 820,3	1 154,5	5 665,8
11	Conduite de transmission	7 423,7	1 926,2	5 497,5
12	Conduite de collecte	4 323,8	936,6	3 387,2
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	3,0	5,7
14	Mécanique et tuyauterie station	5 934,1	1 511,3	4 422,8
15	Bâtiments	2 387,2	717,9	1 669,3
16	Électricité	1 666,3	572,4	1 094,0
17	Compression	17 207,6	5 244,0	11 963,6
18	Déshydratation	1 229,8	294,8	935,0
19	Bouilloire	791,1	306,5	484,6
20	Instrumentation	1 576,4	854,4	721,9
21	Électronique	418,7	411,9	6,8
22	Outils	353,6	287,8	65,8
23	Informatique-exploitation	677,0	649,6	27,4
24	Équipement et mobilier	53,9	51,5	2,4
25	Matériel roulant	206,0	167,2	38,7
26	Pièces de rechange	297,3	0,0	297,3
27	Projets en cours	42,5	0,0	42,5
28	<b>Total</b>	<b>142 520,0</b>	<b>28 664,4</b>	<b>113 855,6</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2009**  
**pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

2 Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3 Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4 Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5 Servitudes et approbation	2 530,9	744,3	1 786,6
6 Aménagement	1 175,4	413,3	762,1
7 Réservoir souterrain	8 571,9	2 615,3	5 956,6
8 Puits (forage)	59 856,4	10 932,7	48 923,7
9 Équipements de puits	2 092,6	724,1	1 368,5
10 Puits (completion et essais)	6 820,3	1 325,0	5 495,3
11 Conduite de transmission	7 423,7	2 111,8	5 311,9
12 Conduite de collecte	4 323,8	1 044,7	3 279,1
13 Rejet et collecte des eaux	8,8	3,2	5,5
14 Mécanique et tuyauterie station	5 945,6	1 659,8	4 285,9
15 Bâtiments	2 387,2	777,6	1 609,6
16 Électricité	1 666,3	614,0	1 052,3
17 Compression	17 267,3	5 818,2	11 449,1
18 Déshydratation	1 243,8	335,8	908,0
19 Bouilloire	798,8	346,1	452,7
20 Instrumentation	1 584,2	933,4	650,8
21 Électronique	418,7	416,5	2,2
22 Outillage	372,7	305,3	67,4
23 Informatique-exploitation	692,0	660,3	31,7
24 Équipement et mobilier	53,9	52,3	1,6
25 Matériel roulant	206,0	184,7	21,3
26 Pièces de rechange	297,3	0,0	297,3
27 Projets en cours	0,0	0,0	0,0
<b>28 Total</b>	<b>142 717,8</b>	<b>32 018,4</b>	<b>110 699,4</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2010**  
**pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4	Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5	Servitudes et approbation	2 530,9	807,6	1 723,3
6	Aménagement	1 177,7	442,7	735,1
7	Réservoir souterrain	8 571,9	2 829,6	5 742,3
8	Puits (forage)	60 354,4	12 432,9	47 921,5
9	Équipements de puits	2 092,6	776,4	1 316,2
10	Puits (completion et essais)	8 155,5	1 511,1	6 644,4
11	Conduite de transmission	7 423,7	2 297,4	5 126,3
12	Conduite de collecte	4 323,8	1 152,8	3 171,0
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	3,5	5,3
14	Mécanique et tuyauterie station	5 955,2	1 808,5	4 146,7
15	Bâtiments	2 387,2	837,2	1 549,9
16	Électricité	1 668,6	655,7	1 012,9
17	Compression	17 267,3	6 393,8	10 873,5
18	Déshydratation	1 243,8	377,3	866,5
19	Bouilloire	798,8	386,0	412,8
20	Instrumentation	1 584,2	1 012,6	571,5
21	Électronique	721,2	427,9	293,3
22	Outils	372,7	318,2	54,5
23	Informatique-exploitation	692,0	672,2	19,8
24	Équipement et mobilier	53,9	53,1	0,8
25	Matériel roulant	206,0	199,4	6,6
26	Pièces de rechange	297,3	0,0	297,3
27	Projets en cours	48,0	0,0	48,0
28	<b>Total</b>	<b>144 915,8</b>	<b>35 395,9</b>	<b>109 519,8</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2011**  
**pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien**

2 Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3 Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4 Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5 Servitudes et approbation	2 530,9	870,9	1 660,0
6 Aménagement	1 179,7	472,1	707,6
7 Réservoir souterrain	8 571,9	3 043,9	5 528,0
8 Puits (forage)	60 361,0	13 942,6	46 418,4
9 Équipements de puits	2 099,0	828,8	1 270,2
10 Puits (completion et essais)	9 129,8	1 735,3	7 394,5
11 Conduite de transmission	7 423,7	2 483,0	4 940,7
12 Conduite de collecte	4 333,7	1 260,9	3 072,8
13 Rejet et collecte des eaux	8,8	3,7	5,1
14 Mécanique et tuyauterie station	5 957,8	1 957,4	4 000,4
15 Bâtiments	2 391,5	897,0	1 494,5
16 Électricité	1 668,6	697,4	971,2
17 Compression	17 267,3	6 969,3	10 297,9
18 Déshydratation	1 243,8	418,8	825,0
19 Bouilloire	798,8	425,9	372,9
20 Instrumentation	1 590,4	1 092,1	498,4
21 Électronique	722,4	454,0	268,4
22 Outillage	375,9	327,1	48,8
23 Informatique-exploitation	698,5	683,4	15,1
24 Équipement et mobilier	54,6	53,7	0,8
25 Matériel roulant	206,0	206,0	0,0
26 Pièces de rechange	282,7	0,0	282,7
27 Projets en cours	0,0	0,0	0,0
<b>28 Total</b>	<b>145 877,0</b>	<b>38 823,3</b>	<b>107 053,7</b>

INTRAGAZ, SOCIÉTÉ EN COMMANDENOTES COMPLÉMENTAIRESAU 30 SEPTEMBRE 1991

## 4 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Les frais reportés sont composés de frais engagés pour le financement à long terme et de frais de constitution. Ils sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de sept ans pour les frais de financement et de 40 ans pour les frais de constitution.

L'achalandage représente l'excédent du prix payé sur la valeur comptable des immobilisations acquises des associés commanditaires et est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 40 ans.

## 5 - DÉBITEURS

	<u>\$</u>
Comptes clients d'une société affiliée	301 843
Compte à recevoir d'un associé commanditaire	<u>226 756</u>
	528 599

## 6 - IMMOBILISATIONS

	<u>Coût</u>	<u>Amortissement</u>	<u>Coût</u>
	<u>\$</u>	<u>cumulé</u>	<u>non amorti</u>
	\$	\$	\$
Terrains	900 926		900 926
Servitudes et aménagements	744 250	13 543	730 707
Réservoir souterrain	2 265 611	41 807	2 223 804
Puits et mécanique	7 019 489	131 148	6 888 341
Bâtiments	909 424	16 759	892 665
Équipements lourds	5 208 382	131 585	5 076 797
Installations électroniques	674 807	34 929	639 878
Matériel roulant et mobilier	92 292	10 710	81 582
Matériel informatique	26 821	3 718	23 103
Bâtiment en construction	<u>45 465</u>		<u>45 465</u>
	17 887 467	384 199	17 503 268
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	<u>27 960</u>	<u>1 398</u>	<u>26 562</u>
	<u>17 915 427</u>	<u>385 597</u>	<u>17 529 830</u>

INTRAGAZ, SOCIÉTÉ EN COMMANDITENOTES COMPLÉMENTAIRESAU 30 SEPTEMBRE 1992

## 3 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

L'achalandage représente l'excédent du prix payé sur la valeur comptable des immobilisations acquises des associés commanditaires et est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée restante de la société en commandite.

## 4 - DÉBITEURS

	<u>1992</u>	<u>1991</u>
	\$	\$
Comptes clients - société affiliée	501 111	301 843
Compte à recevoir d'un associé commanditaire		226 756
Autres	<u>41 294</u>	
	<u>542 405</u>	<u>528 599</u>

## 5 - IMMOBILISATIONS

	<u>1992</u>		
	<u>Coût</u>	<u>Amortis-</u>	<u>Coût</u>
	\$	<u>sement</u>	<u>non</u>
		<u>cumulé</u>	<u>amorti</u>
	\$	\$	\$
Terrains	908 581		908 581
Servitudes et aménagements	920 732	33 792	886 940
Réservoir souterrain	2 561 796	100 930	2 460 866
Puits et mécanique	7 501 606	310 247	7 191 359
Bâtiments	1 333 322	46 710	1 286 612
Équipements lourds	5 238 730	308 908	4 929 822
Installations électroniques	677 253	82 958	594 295
Matériel roulant et mobilier	142 667	31 436	111 231
Matériel informatique	28 129	5 182	22 947
Matériel informatique en cours	<u>26 021</u>		<u>26 021</u>
	19 338 837	920 163	18 418 674
Systeme téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	<u>27 960</u>	<u>4 194</u>	<u>23 766</u>
	<u>19 366 797</u>	<u>924 357</u>	<u>18 442 440</u>

INTRAGAZ, SOCIÉTÉ EN COMMANDITENOTES COMPLÉMENTAIRESAU 30 SEPTEMBRE 19925 - IMMOBILISATIONS (suite)

	<u>1991</u>		
	<u>Coût</u>	<u>Amortis- sement cumulé</u>	<u>Coût non amorti</u>
	\$	\$	\$
Terrains	900 926		900 926
Servitudes et aménagements	744 250	13 543	730 707
Réservoir souterrain	2 265 611	41 807	2 223 804
Puits et mécanique	7 019 489	131 148	6 888 341
Bâtiments	909 424	16 759	892 665
Équipements lourds	5 208 382	131 585	5 076 797
Installations électroniques	674 807	34 929	639 878
Matériel roulant et mobilier	92 292	10 710	81 582
Matériel informatique	26 821	3 718	23 103
Bâtiment en construction	<u>45 465</u>		<u>45 465</u>
	17 887 467	384 199	17 503 268
Systeme téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	<u>27 960</u>	<u>1 398</u>	<u>26 562</u>
	<u>17 915 427</u>	<u>385 597</u>	<u>17 529 830</u>

6 - COMPTES FOURNISSEURS ET FRAIS COURUS

	<u>1992</u>	<u>1991</u>
	\$	\$
Sociétés affiliées	15 181	161 209
Associé commandité	10 455	38 871
Immobilisations	346 997	
Autres	<u>238 841</u>	<u>406 463</u>
	<u>611 474</u>	<u>606 543</u>

INTRAGAZ, SOCIÉTÉ EN COMMANDITENOTES COMPLÉMENTAIRESAU 30 SEPTEMBRE 1993

## 3 - INFORMATIONS SUR LES RÉSULTATS

	<u>1993</u>	<u>1992</u>
	\$	\$
Amortissements		
Immobilisations	571 763	541 226
Frais reportés	30 659	28 469
Achalandage	87 262	87 265

## 4 - DÉBITEURS

	<u>1993</u>	<u>1992</u>
	\$	\$
Comptes clients		
Société affiliée	540 069	501 111
Autres	3 004	41 294
Taxes à recevoir	43 327	
	<u>586 400</u>	<u>542 405</u>

## 5 - FRAIS PAYÉS D'AVANCE

	<u>1993</u>	<u>1992</u>
	\$	\$
Honoraires - associé commandité	52 801	
Autres	256 579	229 188
	<u>309 380</u>	<u>229 188</u>

## 6 - IMMOBILISATIONS

	<u>1993</u>		
	<u>Coût</u>	<u>Amortis-</u>	<u>Coût</u>
	\$	sement	non
		<u>cumulé</u>	amorti
		\$	\$
Terrains	908 581		908 581
Servitudes et aménagements	959 870	57 564	902 306
Réservoir souterrain	2 637 635	166 547	2 471 088
Puits et mécanique	7 585 432	499 784	7 085 648
Bâtiments	1 334 276	80 366	1 253 910
Équipements lourds	5 285 248	486 926	4 798 322
Équipements lourds en construction	3 117 320		3 117 320
Installations électroniques	679 468	131 167	548 301
Matériel roulant et mobilier	157 207	51 067	106 140
Matériel informatique	40 512	15 709	24 803
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	27 960	6 990	20 970
	<u>22 733 509</u>	<u>1 496 120</u>	<u>21 237 389</u>

INTRAGAZ, SOCIÉTÉ EN COMMANDITENOTES COMPLÉMENTAIRESAU 30 SEPTEMBRE 1993

## 6 - IMMOBILISATIONS (suite)

	<u>1992</u>		
	<u>Coût</u>	<u>Amortis-</u> <u>sement</u>	<u>Coût</u> <u>non</u>
	\$	\$	amorti \$
Terrains	908 581		908 581
Servitudes et aménagements	920 732	33 792	886 940
Réservoir souterrain	2 561 796	100 930	2 460 866
Puits et mécanique	7 501 606	310 247	7 191 359
Bâtiments	1 333 322	46 710	1 286 612
Équipements lourds	5 238 730	308 908	4 929 822
Installations électroniques	677 253	82 958	594 295
Matériel roulant et mobilier	142 667	31 436	111 231
Matériel informatique	28 129	5 182	22 947
Matériel informatique en cours	26 021		26 021
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	<u>27 960</u>	<u>4 194</u>	<u>23 766</u>
	<u>19 366 797</u>	<u>924 357</u>	<u>18 442 440</u>

## 7 - COMPTES FOURNISSEURS ET FRAIS COURUS

	<u>1993</u>	<u>1992</u>
	\$	\$
Sociétés affiliées	17 048	15 181
Intérêts - associés commanditaires	74 206	
Associé commandité		10 455
Immobilisations	893 514	346 997
Autres	<u>153 448</u>	<u>238 841</u>
	<u>1 138 216</u>	<u>611 474</u>

Un établissement financier a émis un cautionnement au montant de 122 000 \$ pour garantir le paiement des comptes fournisseurs du ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec. Aucun solde n'est à payer au 30 septembre 1993.

**Intragaz, Société en commandite**  
**Notes complémentaires**  
 au 30 septembre 1994

**6 - IMMOBILISATIONS**

	1994		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	\$	\$	\$
Terrains	909 462		909 462
Servitudes et aménagements	1 179 208	86 450	1 092 758
Réservoir souterrain	2 721 598	233 414	2 488 184
Puits et mécanique	8 012 297	696 533	7 315 764
Bâtiments	1 890 335	125 878	1 764 457
Équipements lourds	5 347 252	435 129	4 912 123
Équipements lourds en construction	3 227 417		3 227 417
Installations électroniques	843 545	186 286	657 259
Matériel roulant et mobilier	182 886	75 994	106 892
Matériel informatique	146 787	35 374	111 413
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location - acquisition	27 960	9 786	18 174
	<u>24 488 747</u>	<u>1 884 844</u>	<u>22 603 903</u>
Équipement lourd mis hors de service <sup>(a)</sup>	750 111		750 111
	<u>25 238 858</u>	<u>1 884 844</u>	<u>23 354 014</u>
			1993
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	\$	\$	\$
Terrain	908 581		908 581
Servitudes et aménagements	959 870	57 564	902 306
Réservoir souterrain	2 637 635	166 547	2 471 088
Puits et mécanique	7 585 432	499 784	7 085 648
Bâtiments	1 334 276	80 366	1 253 910
Équipements lourds	5 285 248	486 926	4 798 322
Équipements lourds en construction	3 117 320		3 117 320
Installations électroniques	679 468	131 167	548 301
Matériel roulant et mobilier	157 207	51 067	106 140
Matériel informatique	40 512	15 709	24 803
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location - acquisition	27 960	6 990	20 970
	<u>22 733 509</u>	<u>1 496 120</u>	<u>21 237 389</u>

## Intragaz, Société en commandite

### Notes complémentaires

au 30 septembre 1994

#### 6 – IMMOBILISATIONS (suite)

(a) À la suite de la mise hors de service d'un compresseur en raison de dommages matériels, la société a décidé d'en réduire la valeur au montant prévisible recouvrable de la vente du compresseur. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 1 679 425 \$ qui a été pris en charge dans l'exercice à titre de réduction de valeur d'un équipement, déduction faite du produit de l'assurance au montant de 213 072 \$ et de l'amortissement cumulé y afférent de 251 950 \$. À cet effet, la société a l'intention d'effectuer une réclamation pour défaut de conception de ce compresseur et d'un compresseur présenté sous la rubrique équipement lourd auprès des fournisseurs pour un montant maximum de 6 500 000 \$.

Le coût des immobilisations inclut des honoraires de l'associé commandité au montant de 58 640 \$ (83 414 \$ en 1993).

#### 7 – EMPRUNT BANCAIRE

L'emprunt bancaire est garanti par une hypothèque mobilière sur les créances.

#### 8 – COMPTES FOURNISSEURS ET FRAIS COURUS

	1994	1993
	\$	\$
Sociétés affiliées	2 670	17 048
Intérêts – associés commanditaires	123 858	74 206
Associé commandité	19 671	
Immobilisations		893 514
Autres	250 835	153 448
	<u>397 034</u>	<u>1 138 216</u>

Un établissement financier a émis un cautionnement au montant de 122 000 \$ pour garantir le paiement des comptes fournisseurs du ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec. Aucun solde n'est à payer au 30 septembre 1994.

**Intragaz, Société en commandite**  
**Notes complémentaires**  
 au 30 septembre 1995

**4 – DÉBITEURS**

	1995	1994
	\$	\$
Comptes clients – société affiliée	691 828	666 839
Taxes à recevoir	15 119	112 103
	<u>706 947</u>	<u>778 942</u>

**5 – FRAIS PAYÉS D'AVANCE**

	1995	1994
	\$	\$
Honoraires – associé commandité	127 730	(1)
Fournitures d'entretien et de réparation	384 448	294 218
Gaz et transport – sociétés affiliées	40 237	
Autres	76 494	83 814
	<u>628 909</u>	<u>378 031</u>

**6 – IMMOBILISATIONS**

	1995	
	Coût	Coût
	\$	non amorti
	\$	\$
Terrains	951 417	951 417
Servitudes et aménagements	1 314 334	1 194 656
Réservoir souterrain	2 769 535	2 466 883
Puits et mécanique	8 925 433	8 015 483
Bâtiments	2 314 884	2 129 724
Équipements lourds	8 056 815	7 353 145
Installations électroniques	953 078	704 893
Matériel roulant et mobilier	222 116	114 952
Matériel informatique	190 728	122 730
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location – acquisition	27 960	15 378
	<u>25 726 300</u>	<u>23 069 261</u>
Équipement lourd mis hors de service <sup>(a)</sup>	750 111	750 111
	<u>26 476 411</u>	<u>23 819 372</u>

**Intragaz, Société en commandite**  
**Notes complémentaires**  
 au 30 septembre 1995

**6 – IMMOBILISATIONS (suite)**

			1994
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	\$	\$	\$
Terrain	909 462		909 462
Servitudes et aménagements	1 179 208	86 450	1 092 758
Réservoir souterrain	2 721 598	233 414	2 488 184
Puits et mécanique	8 012 297	696 533	7 315 764
Bâtiments	1 890 335	125 878	1 764 457
Équipements lourds	5 347 252	435 129	4 912 123
Équipements lourds en construction	3 227 417		3 227 417
Installations électroniques	843 545	186 286	657 259
Matériel roulant et mobilier	182 886	75 994	106 892
Matériel informatique	146 787	35 374	111 413
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	27 960	9 786	18 174
	24 488 747	1 884 844	22 603 903
Équipement lourd mis hors de service <sup>(a)</sup>	750 111		750 111
	25 238 858	1 884 844	23 354 014

<sup>(a)</sup> Au cours de l'exercice 1994, la société a mis hors de service un compresseur en raison de dommages matériels, la société a décidé d'en réduire la valeur au montant prévisible recouvrable de la vente du compresseur. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 1 679 425 \$ qui a été pris en charge dans l'exercice 1994 à titre de réduction de valeur d'un équipement, déduction faite du produit de l'assurance au montant de 213 072 \$ et de l'amortissement cumulé y afférent de 251 950 \$. À cet effet, la société a l'intention d'intenter une poursuite auprès des fournisseurs pour défaut de conception de ce compresseur et d'un compresseur présenté sous la rubrique équipements lourds pour un montant maximum de 6 500 000 \$.

Le coût des immobilisations inclut des honoraires de l'associé commandité au montant de 57 194 \$ (58 640 \$ en 1994).

**7 – EMPRUNT BANCAIRE**

L'emprunt bancaire éventuel est garanti par une hypothèque mobilière sur les créances.

# Intragaz, Société en commandite

## Notes complémentaires

au 30 septembre 1996

### 6 – IMMOBILISATIONS

	1996		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	\$	\$	\$
Terrains	1 028 343		1 028 343
Servitudes et aménagements	1 336 734	153 663	1 183 071
Réservoir souterrain	2 813 692	372 776	2 440 916
Puits et mécanique	8 946 923	1 136 691	7 810 232
Puits et mécanique en construction	155 429		155 429
Bâtiments	2 373 979	246 132	2 127 847
Équipements lourds	8 089 465	975 545	7 113 920
Installations électroniques	985 053	311 489	673 564
Matériel roulant et mobilier	245 263	132 052	113 211
Matériel informatique	197 888	103 697	94 191
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	27 960	15 378	12 582
	<u>26 200 729</u>	<u>3 447 423</u>	<u>22 753 306</u>
Équipement lourd mis hors de service <sup>(a)</sup>	750 111		750 111
	<u>26 950 840</u>	<u>3 447 423</u>	<u>23 503 417</u>
			1995
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	\$	\$	\$
Terrain	951 417		951 417
Servitudes et aménagements	1 314 334	119 678	1 194 656
Réservoir souterrain	2 769 535	302 652	2 466 883
Puits et mécanique	8 925 433	909 950	8 015 483
Bâtiments	2 314 884	185 160	2 129 724
Équipements lourds	8 056 815	703 670	7 353 145
Installations électroniques	953 078	248 185	704 893
Matériel roulant et mobilier	222 116	107 164	114 952
Matériel informatique	190 728	67 998	122 730
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	27 960	12 582	15 378
	<u>25 726 300</u>	<u>2 657 039</u>	<u>23 069 261</u>
Équipement lourd mis hors de service <sup>(a)</sup>	750 111		750 111
	<u>26 476 411</u>	<u>2 657 039</u>	<u>23 819 372</u>

## Intragaz, Société en commandite

### Notes complémentaires

au 30 septembre 1996

#### 6 – IMMOBILISATIONS (suite)

(a) Au cours de l'exercice 1994, la société a mis hors de service un compresseur en raison de dommages matériels. La société a décidé d'en réduire la valeur au montant recouvrable prévisible de la vente du compresseur. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 1 679 425 \$ qui a été pris en charge dans l'exercice 1994 à titre de réduction de valeur d'un équipement, déduction faite du produit de l'assurance au montant de 213 072 \$ et de l'amortissement cumulé y afférent de 251 950 \$. À cet effet, la société a intenté une poursuite auprès des fournisseurs pour défaut de conception de ce compresseur et d'un compresseur présenté sous la rubrique équipements lourds pour un montant maximum de 6 300 000 \$.

Le coût des immobilisations inclut des honoraires de l'associé commandité au montant de 12 622 \$ (57 194 \$ en 1995).

#### 7 – CRÉDITEURS

	1996	1995
	\$	\$
Sociétés apparentées	17 939	25 634
Immobilisations	87 966	298 222
Intérêts à payer	66 814	92 420
Salaires et charges sociales	41 009	31 740
Taxes à payer	57 977	
Autres	130 994	190 050
	<u>402 699</u>	<u>638 066</u>

#### 8 – DETTE À LONG TERME

	Court terme	1996	1995
	\$	\$	\$
Emprunts à terme, garantis par une hypothèque ouverte sur l'universalité des biens de la société, taux variant de 7,675 % à 10,015 % pour un montant de 9 600 000 \$ et taux du marché monétaire plus des frais d'estampillage de 0,875 % <sup>(a)</sup> pour le solde des emprunts, remboursables en huit versements semestriels, échéant le 30 septembre 2000	3 000 000	16 400 000	13 020 000
Obligation relative au bien loué, 25 %, remboursable par versements mensuels de 590 \$, échéant le 31 décembre 1997	7 080	9 132	13 965
	<u>3 007 080</u>	<u>16 409 132</u>	<u>13 033 965</u>
Versements exigibles à court terme	3 007 080	3 007 080	2 207 080
		<u>13 402 052</u>	<u>10 826 885</u>

# Intragaz, Société en commandite

## Notes complémentaires

au 30 septembre 1997

### 6 — IMMOBILISATIONS

			1997
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	\$	\$	\$
Terrains	1 028 343		1 028 343
Servitudes et aménagements	1 338 734	187 956	1 150 778
Réservoir souterrain	2 817 460	444 068	2 373 392
Puits et mécanique	9 620 651	1 378 808	8 241 843
Mécanique et tuyauterie en construction	219 914		219 914
Bâtiments	2 387 139	307 719	2 079 420
Équipements lourds	8 107 495	1 248 248	6 859 247
Installations électroniques	993 046	375 480	617 566
Matériel roulant et mobilier	269 862	130 394	139 468
Matériel informatique	197 888	135 936	61 952
Matériel informatique en développement	45 094		45 094
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	27 960	18 174	9 786
Pièce de rechange disponible à long terme	118 193		118 193
	<u>27 171 779</u>	<u>4 226 783</u>	<u>22 944 996</u>
Équipement lourd mis hors de service <sup>(a)</sup>	750 111		750 111
	<u>27 921 890</u>	<u>4 226 783</u>	<u>23 695 107</u>
			1996
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	\$	\$	\$
Terrain	1 028 343		1 028 343
Servitudes et aménagements	1 336 734	153 663	1 183 071
Réservoir souterrain	2 813 692	372 776	2 440 916
Puits et mécanique	8 946 923	1 136 691	7 810 232
Puits et mécanique en construction	155 429		155 429
Bâtiments	2 373 979	246 132	2 127 847
Équipements lourds	8 089 465	975 545	7 113 920
Installations électroniques	985 053	311 489	673 564
Matériel roulant et mobilier	245 263	132 052	113 211
Matériel informatique	197 888	103 697	94 191
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	27 960	15 378	12 582
Pièce de rechange disponible à long terme	118 193		118 193
	<u>26 318 922</u>	<u>3 447 423</u>	<u>22 871 499</u>
Équipement lourd mis hors de service <sup>(a)</sup>	750 111		750 111
	<u>27 069 033</u>	<u>3 447 423</u>	<u>23 621 610</u>

## Intragaz, Société en commandite

### Notes complémentaires

au 30 septembre 1997

#### 6 – IMMOBILISATIONS (suite)

(a) Au cours de l'exercice 1994, la société a mis hors de service un compresseur en raison de dommages matériels. La société a décidé d'en réduire la valeur au montant recouvrable prévisible de la vente du compresseur. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 1 679 425 \$ qui a été pris en charge dans l'exercice 1994 à titre de réduction de valeur d'un équipement, déduction faite du produit de l'assurance au montant de 213 072 \$ et de l'amortissement cumulé y afférent de 251 950 \$. À cet effet, la société a intenté une poursuite auprès des fournisseurs pour défaut de conception de ce compresseur et d'un compresseur présenté sous la rubrique équipements lourds pour un montant maximum de 6 300 000 \$.

Le coût des immobilisations inclut des honoraires de l'associé commandité au montant de 21 604 \$ (12 622 \$ en 1996).

#### 7 – CRÉDITEURS

	1997	1996
	\$	\$
Honoraires -- associé commandité	54 854	
Sociétés apparentées	21 502	17 939
Immobilisations	94 052	87 966
Intérêts à payer	44 381	66 814
Salaires et charges sociales	37 968	41 009
Taxes à payer	59 812	57 977
Autres	113 095	130 994
	<u>425 664</u>	<u>402 699</u>

**Intragaz, Société en commandite**  
**Notes complémentaires**  
 au 30 septembre 1998

**5 – IMMOBILISATIONS**

	1998		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	\$	\$	\$
Terrains	1 028 343		1 028 343
Servitudes et aménagements	1 342 494	222 341	1 120 153
Réservoir souterrain	2 860 498	516 000	2 344 498
Puits et mécanique	9 800 747	1 630 921	8 169 826
Bâtiments	2 398 204	369 665	2 028 539
Équipements lourds	8 110 548	1 521 325	6 589 223
Installations électroniques	1 003 749	439 996	563 753
Matériel roulant et mobilier	271 422	151 286	120 136
Matériel informatique	236 337	162 349	73 988
Matériel informatique en développement	514		514
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location – acquisition	27 960	20 970	6 990
Pièce de rechange disponible à long terme	125 727		125 727
	<u>27 206 543</u>	<u>5 034 853</u>	<u>22 171 690</u>
Équipement lourd mis hors de service <sup>(a)</sup>	750 111		750 111
	<u>27 956 654</u>	<u>5 034 853</u>	<u>22 921 801</u>
			1997
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	\$	\$	\$
Terrain	1 028 343		1 028 343
Servitudes et aménagements	1 338 734	187 956	1 150 778
Réservoir souterrain	2 817 460	444 068	2 373 392
Puits et mécanique	9 620 651	1 378 808	8 241 843
Puits et mécanique en construction	219 914		219 914
Bâtiments	2 387 139	307 719	2 079 420
Équipements lourds	8 107 495	1 248 248	6 859 247
Installations électroniques	993 046	375 480	617 566
Matériel roulant et mobilier	269 862	130 394	139 468
Matériel informatique	197 888	135 936	61 952
Matériel informatique en développement	45 094		45 094
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location – acquisition	27 960	18 174	9 786
Pièce de rechange disponible à long terme	118 193		118 193
	<u>27 171 779</u>	<u>4 226 783</u>	<u>22 944 996</u>
Équipement lourd mis hors de service <sup>(a)</sup>	750 111		750 111
	<u>27 921 890</u>	<u>4 226 783</u>	<u>23 695 107</u>

**Intragaz, Société en commandite**  
**Notes complémentaires**  
 au 30 septembre 1998

**5 – IMMOBILISATIONS (suite)**

(a) Au cours de l'exercice 1994, la société a mis hors de service un compresseur en raison de dommages matériels. La société a décidé d'en réduire la valeur au montant recouvrable prévisible de la vente du compresseur. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 1 679 425 \$ qui a été pris en charge dans l'exercice 1994 à titre de réduction de valeur d'un équipement, déduction faite du produit de l'assurance au montant de 213 072 \$ et de l'amortissement cumulé y afférent de 251 950 \$. À cet effet, la société a intenté une poursuite auprès des fournisseurs pour défaut de conception de ce compresseur et d'un compresseur présenté sous la rubrique équipements lourds pour un montant maximum de 6 300 000 \$.

Le coût des immobilisations de 1997 inclut des honoraires de l'associé commandité au montant de 21 604 \$ (aucun en 1998).

**6 – CRÉDITEURS**

	1998	1997
	\$	\$
Honoraires – associé commandité	82 614	54 854
Sociétés apparentées	13 548	21 502
Immobilisations	4 400	94 052
Intérêts à payer	20 510	44 381
Salaires et charges sociales	24 793	37 968
Taxes à payer	69 784	59 812
Autres	125 127	113 095
	<u>340 776</u>	<u>425 664</u>

**7 – DETTE À LONG TERME**

	Court terme	1998	1997
	\$	\$	\$
Emprunts à terme, garantis par une hypothèque ouverte sur l'universalité des biens de la société, taux de 7,675 % (7,675 % à 10,015 % en 1997) pour un montant de 3 200 000 \$ (6 600 000 \$ en 1997) et taux du marché monétaire plus des frais d'estampillage de 0,875 % <sup>(a)</sup> pour le solde des emprunts, remboursables en quatre versements semestriels, échéant le 30 septembre 2000	4 300 000	9 800 000	14 200 000
Obligation relative au bien loué			3 296
		<u>9 800 000</u>	<u>14 203 296</u>
Versements exigibles à court terme	4 300 000	4 300 000	4 403 296
		<u>5 500 000</u>	<u>9 800 000</u>

## Stogaz, Société en commandite

### Notes complémentaires

au 30 septembre 1998

#### 3 - INFORMATIONS SUR LES RÉSULTATS ET OPERATIONS CONCLUES AVEC DES SOCIÉTÉS APPARENTÉES (suite)

	\$
Dépenses	
Honoraires de gestion payés à Intragaz Inc.	
Gestion	130 473
Exploitation	107 630
Immobilisations	
SCGM	1 503 107
Honoraires de gestion payés à Intragaz Inc., commandité de Intragaz, SEC	233 271
Intragaz, Société en commandite, société sous contrôle commun	18 700
Créditeurs	
Gaz Métropolitain, inc.	2 601
Hydro-Québec	2 720
Intragaz Inc.	59 073
Intragaz, Société en commandite	21 667
SCGM	739 277

#### 4 - FRAIS PAYÉS D'AVANCE

	\$
Fournitures d'entretien et de réparation	47 142
Autres	185 971
	<u>233 113</u>

#### 5 - IMMOBILISATIONS

	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	\$	\$	\$
Terrains et gaz coussin	3 952 835		3 952 835
Servitudes et réservoir souterrain	5 922 048	75 827	5 846 221
Puits et mécanique	18 005 484	237 771	17 767 713
Bâtiments et aménagements	1 462 164	18 908	1 443 256
Équipements lourds	2 917 164	45 293	2 871 871
Installations électroniques	87 729	3 596	84 133
Matériel roulant et outillage	65 644	2 247	63 397
Matériel informatique et mobilier	67 628	5 346	62 282
	<u>32 480 696</u>	<u>388 988</u>	<u>32 091 708</u>

Au 30 septembre 1998, les acquisitions de l'exercice comprennent des intérêts capitalisés au montant de 56 521 \$.

# Intragaz, Société en commandite

## Notes complémentaires

au 31 décembre 1999

### 6 - IMMOBILISATIONS

	31 décembre 1999		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	\$	\$	\$
Terrains et gaz coussin	9 163 522		9 163 522
Servitudes et aménagements	3 191 528	349 876	2 841 652
Réservoir souterrain	7 538 989	833 442	6 705 547
Conduite de gaz	6 482 562	317 995	6 164 567
Puits et mécanique	28 076 328	2 861 545	25 214 783
Bâtiments et aménagements	3 755 360	512 714	3 242 646
Équipements lourds	11 319 200	2 009 601	9 309 599
Installations électroniques	1 592 748	571 296	1 021 452
Matériel roulant, outillage et mobilier	445 306	230 840	214 466
Matériel informatique	514 825	212 190	302 635
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	27 960	24 420	3 540
Pièces de rechange disponibles à long terme	125 065	5 217	119 848
	<b>72 233 393</b>	<b>7 929 136</b>	<b>64 304 257</b>
Équipement lourd mis hors de service <sup>(a)</sup>	750 111		750 111
	<b>72 983 504</b>	<b>7 929 136</b>	<b>65 054 368</b>

	30 septembre 1998		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	\$	\$	\$
Terrain et gaz coussin	4 981 178		4 981 178
Servitudes et aménagements	2 802 494	238 971	2 563 523
Réservoir souterrain	7 322 545	575 198	6 747 347
Conduite de gaz	6 513 027	75 240	6 437 787
Puits et mécanique	27 806 231	1 868 692	25 937 539
Bâtiments et aménagements	3 860 368	388 573	3 471 795
Équipements lourds	11 027 712	1 566 618	9 461 094
Installations électroniques	1 091 478	443 592	647 886
Matériel roulant, outillage et mobilier	341 887	153 533	188 354
Matériel informatique	299 145	167 694	131 451
Matériel informatique en développement	514		514
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	27 960	20 970	6 990
Pièces de rechange disponibles à long terme	125 727		125 727
	<b>66 200 266</b>	<b>5 499 081</b>	<b>60 701 185</b>
Équipement lourd mis hors de service <sup>(a)</sup>	750 111		750 111
	<b>66 950 377</b>	<b>5 499 081</b>	<b>61 451 296</b>

## Intragaz, Société en commandite

### Notes complémentaires

au 31 décembre 1999

#### 6 - IMMOBILISATIONS (suite)

- (a) Au cours de l'exercice 1994, la société a mis hors de service un compresseur en raison de dommages matériels. La société a décidé d'en réduire la valeur au montant recouvrable prévisible de la vente du compresseur. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 1 679 425 \$ qui a été pris en charge dans l'exercice 1994 à titre de réduction de valeur d'un équipement, déduction faite du produit de l'assurance au montant de 213 072 \$ et de l'amortissement cumulé y afférent de 251 950 \$. À cet effet, la société a intenté une poursuite auprès des fournisseurs pour défaut de conception de ce compresseur et d'un compresseur présenté sous la rubrique équipements lourds pour un montant maximum de 6 300 000

#### 7 - EMPRUNT BANCAIRE

L'emprunt bancaire autorisé d'un montant maximal de 4 000 000 \$ porte intérêt au taux préférentiel et est garanti par une hypothèque mobilière ouverte sur l'universalité des biens de la société.

#### 8 - CRÉDITEURS

	31 décembre 1999	30 septembre 1998
	\$	\$
Comptes fournisseurs et frais courus	733 902	1 241 437
Sociétés sous contrôle commun	252 091	141 686
Salaires et charges sociales	69 921	24 793
	<u>1 055 914</u>	<u>1 407 916</u>

**Question :**

**14.3** Veuillez ventiler l'Annexe 3.1 (et le tableau équivalent pour toutes les années indiquées à la question précédente) entre les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien.

**Réponse :**

Vous trouverez ci-après l'équivalent de l'annexe 3.1 pour chacun des sites pour les années 2001 à 2011. Pour les années 1990 à 1998, nous vous référons à la réponse à votre question 14.2 dans laquelle les informations sont disponibles par site (Intragaz SEC équivalent à Pointe-du-Lac et Stogaz SEC à Saint-Flavien).

L'exercice de ventiler l'annexe 3.1 par site pose quelques problèmes pour les années 2000 et 1999. En effet, Intragaz a commencé à utiliser de nouveaux logiciels comptables vers les années 2001 et l'information par site s'en trouve réduite pour ces années. Pour ces années, les montants totaux par site de coûts d'acquisition, amortissements cumulés et valeur nette sont inclus ci-après.

<b>Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2001 pour le site de Pointe-du-Lac</b>			
2 Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3 Terrains	1 029,2	0,0	1 029,2
4 Gaz coussin	0,0	0,0	0,0
5 Servitudes et approbation	511,3	118,9	392,4
6 Aménagement	831,2	180,1	651,1
7 Réservoir souterrain	3 064,7	683,7	2 381,0
8 Puits (forage)	3 929,4	900,8	3 028,7
9 Équipements de puits	1 305,2	318,0	987,2
10 Puits (completion et essais)	534,0	71,0	463,0
11 Conduite de transmission	691,2	171,5	519,6
12 Conduite de collecte	1 121,6	272,4	849,2
13 Rejet et collecte des eaux	8,8	1,5	7,3
14 Mécanique et tuyauterie station	2 257,8	457,1	1 800,7
15 Bâtiments	1 378,6	270,5	1 108,1
16 Électricité	1 097,2	239,9	857,3
17 Compression	8 219,6	2 064,4	6 155,2
18 Déshydratation	66,9	6,3	60,6
19 Bouilloire	165,1	82,6	82,6
20 Instrumentation	717,4	299,9	417,5
21 Électronique	314,3	312,7	1,6
22 Outillage	184,9	114,7	70,2
23 Informatique-exploitation	385,4	258,6	126,8
24 Équipement et mobilier	34,6	28,2	6,4
25 Matériel roulant	91,8	69,4	22,4
26 Pièces de rechange	750,1	0,0	750,1
27 Projets en cours	17,8	0,0	17,8
28 <b>Total</b>	<b>28 708,3</b>	<b>6 922,2</b>	<b>21 786,1</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2002**  
**pour le site de Pointe-du-Lac**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 029,2	0,0	1 029,2
4	Gaz coussin	0,0	0,0	0,0
5	Servitudes et approbation	511,3	131,7	379,6
6	Aménagement	831,2	200,8	630,4
7	Réservoir souterrain	3 064,7	760,3	2 304,4
8	Puits (forage)	3 929,4	999,0	2 930,4
9	Équipements de puits	1 317,4	350,7	966,7
10	Puits (completion et essais)	534,0	84,4	449,7
11	Conduite de transmission	691,2	188,8	502,3
12	Conduite de collecte	1 121,6	300,5	821,1
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	1,7	7,1
14	Mécanique et tuyauterie station	2 267,0	513,8	1 753,3
15	Bâtiments	1 387,9	304,9	1 083,0
16	Électricité	1 110,5	267,4	843,1
17	Compression	8 236,3	2 338,5	5 897,9
18	Déshydratation	72,7	8,6	64,2
19	Bouilloire	165,1	90,8	74,3
20	Instrumentation	733,6	335,9	397,7
21	Électronique	314,3	313,5	0,8
22	Outillage	185,4	130,2	55,2
23	Informatique-exploitation	407,6	296,3	111,2
24	Équipement et mobilier	35,0	30,3	4,6
25	Matériel roulant	91,8	76,2	15,6
26	Pièces de rechange	750,1	0,0	750,1
27	Projets en cours	2,4	0,0	2,4
28	<b>Total</b>	<b>28 798,5</b>	<b>7 724,3</b>	<b>21 074,2</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2003**  
**pour le site de Pointe-du-Lac**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 029,2	0,0	1 029,2
4	Gaz coussin	0,0	0,0	0,0
5	Servitudes et approbation	511,3	144,5	366,8
6	Aménagement	831,2	221,6	609,6
7	Réservoir souterrain	3 064,7	837,0	2 227,8
8	Puits (forage)	3 929,4	1 097,2	2 832,2
9	Équipements de puits	1 317,4	383,7	933,7
10	Puits (completion et essais)	534,0	97,7	436,3
11	Conduite de transmission	691,2	206,1	485,1
12	Conduite de collecte	1 121,6	328,5	793,1
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	1,9	6,8
14	Mécanique et tuyauterie station	2 267,0	570,4	1 696,6
15	Bâtiments	1 393,4	339,7	1 053,6
16	Électricité	1 110,5	295,1	815,3
17	Compression	8 240,4	2 613,1	5 627,3
18	Déshydratation	246,7	12,1	234,6
19	Bouilloire	165,1	99,1	66,1
20	Instrumentation	780,5	373,0	407,6
21	Électronique	314,3	314,0	0,3
22	Outillage	187,7	142,9	44,8
23	Informatique-exploitation	447,8	340,2	107,6
24	Équipement et mobilier	41,9	33,1	8,8
25	Matériel roulant	91,8	83,3	8,5
26	Pièces de rechange	750,1	0,0	750,1
27	Projets en cours	28,3	0,0	28,3
28	<b>Total</b>	<b>29 104,2</b>	<b>8 534,1</b>	<b>20 570,1</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2004**  
**pour le site de Pointe-du-Lac**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 029,2	0,0	1 029,2
4	Gaz coussin	0,0	0,0	0,0
5	Servitudes et approbation	511,3	157,3	354,0
6	Aménagement	831,2	242,4	588,8
7	Réservoir souterrain	3 064,7	913,6	2 151,2
8	Puits (forage)	3 929,4	1 195,5	2 734,0
9	Équipements de puits	1 317,4	416,6	900,8
10	Puits (completion et essais)	534,0	111,1	423,0
11	Conduite de transmission	691,2	223,4	467,8
12	Conduite de collecte	1 121,6	356,6	765,1
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	2,2	6,6
14	Mécanique et tuyauterie station	2 267,0	627,1	1 639,9
15	Bâtiments	1 460,1	374,7	1 085,3
16	Électricité	1 110,5	322,9	787,6
17	Compression	8 240,4	2 887,8	5 352,6
18	Déshydratation	246,7	20,3	226,4
19	Bouilloire	165,1	107,3	57,8
20	Instrumentation	781,8	412,0	369,7
21	Électronique	314,3	314,3	0,0
22	Outils	187,7	154,2	33,5
23	Informatique-exploitation	453,6	389,0	64,6
24	Équipement et mobilier	39,2	36,0	3,2
25	Matériel roulant	91,8	90,3	1,4
26	Pièces de rechange	750,1	0,0	750,1
27	Projets en cours	69,3	0,0	69,3
28	<b>Total</b>	<b>29 216,3</b>	<b>9 354,4</b>	<b>19 861,9</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2005**  
**pour le site de Pointe-du-Lac**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 029,2	0,0	1 029,2
4	Gaz coussin	0,0	0,0	0,0
5	Servitudes et approbation	511,3	170,0	341,2
6	Aménagement	831,2	263,2	568,0
7	Réservoir souterrain	3 064,7	990,2	2 074,5
8	Puits (forage)	3 929,4	1 293,7	2 635,7
9	Équipements de puits	1 361,6	449,6	912,0
10	Puits (completion et essais)	534,0	124,4	409,6
11	Conduite de transmission	691,2	240,7	450,5
12	Conduite de collecte	1 121,6	384,6	737,0
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	2,4	6,4
14	Mécanique et tuyauterie station	2 281,0	683,9	1 597,1
15	Bâtiments	1 460,1	411,2	1 048,8
16	Électricité	1 110,5	350,7	759,8
17	Compression	8 228,5	3 160,0	5 068,5
18	Déshydratation	246,7	28,5	218,2
19	Bouilloire	213,3	115,8	97,5
20	Instrumentation	939,1	451,8	487,4
21	Électronique	314,3	314,3	0,0
22	Outils	187,7	163,5	24,2
23	Informatique-exploitation	455,8	419,2	36,7
24	Équipement et mobilier	39,2	37,2	2,0
25	Matériel roulant	91,8	91,8	0,0
26	Pièces de rechange	306,9	0,0	306,9
27	Projets en cours	69,3	0,0	69,3
28	<b>Total</b>	<b>29 027,2</b>	<b>10 146,6</b>	<b>18 880,6</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2006**  
**pour le site de Pointe-du-Lac**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 029,2	0,0	1 029,2
4	Gaz coussin	0,0	0,0	0,0
5	Servitudes et approbation	511,3	182,8	328,5
6	Aménagement	831,2	284,0	547,2
7	Réservoir souterrain	3 064,7	1 066,8	1 997,9
8	Puits (forage)	3 929,4	1 391,9	2 537,5
9	Équipements de puits	1 361,6	483,7	877,9
10	Puits (completion et essais)	534,0	137,8	396,3
11	Conduite de transmission	691,2	257,9	433,2
12	Conduite de collecte	1 121,6	412,6	709,0
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	2,6	6,2
14	Mécanique et tuyauterie station	2 281,0	740,9	1 540,0
15	Bâtiments	1 466,0	447,7	1 018,3
16	Électricité	1 110,5	378,4	732,0
17	Compression	8 228,5	3 434,3	4 794,3
18	Déshydratation	251,9	36,8	215,0
19	Bouilloire	213,3	126,5	86,8
20	Instrumentation	939,1	498,8	440,4
21	Électronique	314,3	314,3	0,0
22	Outils	190,1	171,5	18,5
23	Informatique-exploitation	455,8	433,4	22,5
24	Équipement et mobilier	40,5	38,3	2,1
25	Matériel roulant	111,3	78,1	33,2
26	Pièces de rechange	297,3	0,0	297,3
27	Projets en cours	163,2	0,0	163,2
28	<b>Total</b>	<b>29 145,7</b>	<b>10 919,1</b>	<b>18 226,6</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2007**  
**pour le site de Pointe-du-Lac**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 029,2	0,0	1 029,2
4	Gaz coussin	0,0	0,0	0,0
5	Servitudes et approbation	511,3	195,6	315,7
6	Aménagement	831,2	304,8	526,5
7	Réservoir souterrain	3 064,7	1 143,4	1 921,3
8	Puits (forage)	4 005,5	1 492,0	2 513,5
9	Équipements de puits	1 361,6	517,7	843,9
10	Puits (completion et essais)	967,0	155,6	811,4
11	Conduite de transmission	691,2	275,2	416,0
12	Conduite de collecte	1 121,6	440,7	680,9
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	2,8	6,0
14	Mécanique et tuyauterie station	2 281,0	797,9	1 483,0
15	Bâtiments	1 466,0	484,4	981,6
16	Électricité	1 110,5	406,2	704,3
17	Compression	8 233,8	3 708,7	4 525,1
18	Déshydratation	251,9	45,2	206,6
19	Bouilloire	213,3	137,1	76,2
20	Instrumentation	949,9	546,2	403,6
21	Électronique	314,3	314,3	0,0
22	Outils	219,9	177,8	42,1
23	Informatique-exploitation	473,6	450,0	23,7
24	Équipement et mobilier	40,5	39,5	1,0
25	Matériel roulant	111,3	86,0	25,3
26	Pièces de rechange	297,3	0,0	297,3
27	Projets en cours	18,0	0,0	18,0
28	<b>Total</b>	<b>29 573,2</b>	<b>11 721,1</b>	<b>17 852,0</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2008**  
**pour le site de Pointe-du-Lac**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 029,2	0,0	1 029,2
4	Gaz coussin	0,0	0,0	0,0
5	Servitudes et approbation	511,3	208,4	302,9
6	Aménagement	838,4	325,7	512,7
7	Réservoir souterrain	3 064,7	1 220,0	1 844,7
8	Puits (forage)	4 005,5	1 592,1	2 413,4
9	Équipements de puits	1 361,6	551,7	809,9
10	Puits (completion et essais)	967,0	179,8	787,2
11	Conduite de transmission	691,2	292,5	398,7
12	Conduite de collecte	1 121,6	468,7	652,9
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	3,0	5,7
14	Mécanique et tuyauterie station	2 281,0	855,0	1 426,0
15	Bâtiments	1 523,1	522,0	1 001,1
16	Électricité	1 110,5	433,9	676,5
17	Compression	8 365,1	3 983,5	4 381,5
18	Déshydratation	251,9	53,6	198,2
19	Bouilloire	213,3	147,8	65,5
20	Instrumentation	949,9	593,7	356,1
21	Électronique	314,3	314,3	0,0
22	Outillage	219,9	185,0	34,9
23	Informatique-exploitation	473,6	461,3	12,4
24	Équipement et mobilier	40,5	39,9	0,5
25	Matériel roulant	111,3	93,9	17,4
26	Pièces de rechange	297,3	0,0	297,3
27	Projets en cours	0,0	0,0	0,0
28	<b>Total</b>	<b>29 750,7</b>	<b>12 526,0</b>	<b>17 224,7</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2009**  
**pour le site de Pointe-du-Lac**

2 Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3 Terrains	1 029,2	0,0	1 029,2
4 Gaz coussin	0,0	0,0	0,0
5 Servitudes et approbation	511,3	221,2	290,1
6 Aménagement	848,0	346,7	501,3
7 Réservoir souterrain	3 064,7	1 296,7	1 768,1
8 Puits (forage)	4 005,5	1 692,3	2 313,2
9 Équipements de puits	1 361,6	585,8	775,8
10 Puits (completion et essais)	967,0	204,0	763,0
11 Conduite de transmission	691,2	309,8	381,4
12 Conduite de collecte	1 121,6	496,8	624,9
13 Rejet et collecte des eaux	8,8	3,2	5,5
14 Mécanique et tuyauterie station	2 281,0	912,0	1 369,0
15 Bâtiments	1 523,1	560,1	963,0
16 Électricité	1 110,5	461,7	648,8
17 Compression	8 424,7	4 262,9	4 161,8
18 Déshydratation	251,9	62,0	189,8
19 Bouilloire	213,3	158,4	54,9
20 Instrumentation	949,9	641,2	308,6
21 Électronique	314,3	314,3	0,0
22 Outillage	235,6	192,1	43,5
23 Informatique-exploitation	478,0	466,3	11,7
24 Équipement et mobilier	40,5	40,2	0,3
25 Matériel roulant	111,3	101,8	9,4
26 Pièces de rechange	297,3	0,0	297,3
27 Projets en cours	0,0	0,0	0,0
<b>28 Total</b>	<b>29 840,1</b>	<b>13 329,4</b>	<b>16 510,7</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2010**  
**pour le site de Pointe-du-Lac**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 029,2	0,0	1 029,2
4	Gaz coussin	0,0	0,0	0,0
5	Servitudes et approbation	511,3	233,9	277,3
6	Aménagement	850,3	367,9	482,5
7	Réservoir souterrain	3 064,7	1 373,3	1 691,5
8	Puits (forage)	4 503,5	1 795,5	2 708,0
9	Équipements de puits	1 361,6	619,8	741,8
10	Puits (completion et essais)	967,0	228,2	738,9
11	Conduite de transmission	691,2	327,0	364,1
12	Conduite de collecte	1 121,6	524,8	596,8
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	3,5	5,3
14	Mécanique et tuyauterie station	2 281,0	969,0	1 312,0
15	Bâtiments	1 523,1	598,2	925,0
16	Électricité	1 112,7	489,5	623,2
17	Compression	8 424,7	4 543,8	3 881,0
18	Déshydratation	251,9	70,4	181,4
19	Bouilloire	213,3	169,1	44,2
20	Instrumentation	949,9	688,7	261,1
21	Électronique	604,4	314,3	290,1
22	Outils	235,6	198,8	36,8
23	Informatique-exploitation	478,0	480,6	-2,5
24	Équipement et mobilier	40,5	40,4	0,0
25	Matériel roulant	111,3	109,8	1,5
26	Pièces de rechange	297,3	0,0	297,3
27	Projets en cours	48,0	0,0	48,0
28	<b>Total</b>	<b>30 680,8</b>	<b>14 146,4</b>	<b>16 534,3</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2011**  
**pour le site de Pointe-du-Lac**

2 Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3 Terrains	1 029,2	0,0	1 029,2
4 Gaz coussin	0,0	0,0	0,0
5 Servitudes et approbation	511,3	246,7	264,6
6 Aménagement	852,3	389,2	463,2
7 Réservoir souterrain	3 064,7	1 449,9	1 614,8
8 Puits (forage)	4 510,1	1 908,2	2 601,9
9 Équipements de puits	1 368,1	654,0	714,1
10 Puits (completion et essais)	967,0	252,3	714,7
11 Conduite de transmission	691,2	344,3	346,8
12 Conduite de collecte	1 121,6	552,8	568,8
13 Rejet et collecte des eaux	8,8	3,7	5,1
14 Mécanique et tuyauterie station	2 281,0	1 026,0	1 254,9
15 Bâtiments	1 523,1	636,2	886,9
16 Électricité	1 112,7	517,3	595,4
17 Compression	8 424,7	4 824,6	3 600,1
18 Déshydratation	251,9	78,8	173,0
19 Bouilloire	213,3	179,8	33,5
20 Instrumentation	956,1	736,4	219,7
21 Électronique	604,4	348,1	256,3
22 Outillage	238,8	204,0	34,8
23 Informatique-exploitation	482,4	475,5	6,9
24 Équipement et mobilier	41,2	40,5	0,6
25 Matériel roulant	111,3	111,3	0,0
26 Pièces de rechange	282,7	0,0	282,7
27 Projets en cours	0,0	0,0	0,0
<b>28 Total</b>	<b>30 647,7</b>	<b>14 979,7</b>	<b>15 667,9</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2001**  
**pour le site de Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	28,5	0,0	28,5
4	Gaz coussin	11 153,6	0,0	11 153,6
5	Servitudes et approbation	1 916,9	119,9	1 797,0
6	Aménagement	222,2	14,9	207,2
7	Réservoir souterrain	4 519,9	338,4	4 181,6
8	Puits (forage)	16 000,0	909,4	15 090,7
9	Équipements de puits	204,4	14,1	190,3
10	Puits (completion et essais)	3 459,0	235,4	3 223,7
11	Conduite de transmission	6 482,6	480,0	6 002,6
12	Conduite de collecte	1 093,8	49,4	1 044,4
13	Rejet et collecte des eaux	0,0	0,0	0,0
14	Mécanique et tuyauterie station	2 232,4	164,0	2 068,4
15	Bâtiments	767,9	55,2	712,7
16	Électricité	555,9	41,1	514,7
17	Compression	2 188,3	194,9	1 993,4
18	Déshydratation	557,3	38,5	518,8
19	Bouilloire	341,0	18,6	322,4
20	Instrumentation	495,3	60,6	434,7
21	Électronique	104,4	24,5	79,9
22	Outils	104,4	20,9	83,5
23	Informatique-exploitation	137,5	57,2	80,3
24	Équipement et mobilier	9,8	3,3	6,5
25	Matériel roulant	37,0	15,0	22,0
26	Pièces de rechange	0,0	0,0	0,0
27	Projets en cours	253,0	0,0	253,0
28	<b>Total</b>	<b>52 865,1</b>	<b>2 855,2</b>	<b>50 009,9</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2002**  
**pour le site de Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	28,5	0,0	28,5
4	Gaz coussin	13 009,1	0,0	13 009,1
5	Servitudes et approbation	2 019,7	169,7	1 849,9
6	Aménagement	257,1	20,5	236,6
7	Réservoir souterrain	4 519,9	451,4	4 068,6
8	Puits (forage)	16 678,6	1 321,5	15 357,1
9	Équipements de puits	229,4	19,2	210,1
10	Puits (completion et essais)	3 459,0	321,8	3 137,2
11	Conduite de transmission	6 482,6	642,1	5 840,5
12	Conduite de collecte	1 150,2	77,3	1 073,0
13	Rejet et collecte des eaux	0,0	0,0	0,0
14	Mécanique et tuyauterie station	2 255,4	220,1	2 035,4
15	Bâtiments	787,5	74,4	713,1
16	Électricité	555,9	55,0	500,8
17	Compression	2 255,2	269,8	1 985,5
18	Déshydratation	598,2	57,2	541,1
19	Bouilloire	341,0	35,7	305,3
20	Instrumentation	555,0	85,6	469,4
21	Électronique	104,4	35,0	69,5
22	Outils	104,4	31,3	73,1
23	Informatique-exploitation	162,9	85,5	77,4
24	Équipement et mobilier	10,7	5,3	5,3
25	Matériel roulant	53,8	25,4	28,4
26	Pièces de rechange	0,0	0,0	0,0
27	Projets en cours	1 401,2	0,0	1 401,2
28	<b>Total</b>	<b>57 019,8</b>	<b>4 003,7</b>	<b>53 016,1</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2003**  
**pour le site de Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	28,5	0,0	28,5
4	Gaz coussin	13 947,8	0,0	13 947,8
5	Servitudes et approbation	2 019,7	220,2	1 799,4
6	Aménagement	257,1	26,9	230,2
7	Réservoir souterrain	4 615,7	566,2	4 049,5
8	Puits (forage)	22 419,7	1 846,1	20 573,6
9	Équipements de puits	703,1	32,6	670,5
10	Puits (completion et essais)	3 463,4	408,5	3 054,8
11	Conduite de transmission	6 482,6	804,1	5 678,4
12	Conduite de collecte	1 552,4	109,2	1 443,2
13	Rejet et collecte des eaux	0,0	0,0	0,0
14	Mécanique et tuyauterie station	2 310,7	276,8	2 033,9
15	Bâtiments	787,5	94,1	693,4
16	Électricité	555,9	68,9	486,9
17	Compression	2 493,5	350,2	2 143,3
18	Déshydratation	977,9	78,2	899,7
19	Bouilloire	341,0	52,7	288,3
20	Instrumentation	556,8	113,4	443,4
21	Électronique	104,4	45,4	59,0
22	Outils	104,4	41,7	62,6
23	Informatique-exploitation	172,0	119,0	53,0
24	Équipement et mobilier	10,7	7,5	3,2
25	Matériel roulant	53,8	36,2	17,6
26	Pièces de rechange	0,0	0,0	0,0
27	Projets en cours	9 136,3	0,0	9 136,3
28	<b>Total</b>	<b>73 094,8</b>	<b>5 298,1</b>	<b>67 796,7</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2004**  
**pour le site de Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	28,5	0,0	28,5
4	Gaz coussin	16 253,7	0,0	16 253,7
5	Servitudes et approbation	2 019,7	270,7	1 748,9
6	Aménagement	257,1	33,4	223,8
7	Réservoir souterrain	4 658,2	681,7	3 976,5
8	Puits (forage)	44 143,0	2 677,7	41 465,3
9	Équipements de puits	703,1	50,2	652,9
10	Puits (completion et essais)	3 463,4	495,1	2 968,3
11	Conduite de transmission	6 482,6	966,2	5 516,4
12	Conduite de collecte	2 400,4	163,9	2 236,5
13	Rejet et collecte des eaux	0,0	0,0	0,0
14	Mécanique et tuyauterie station	2 767,9	335,5	2 432,4
15	Bâtiments	787,5	113,8	673,7
16	Électricité	555,9	82,8	473,0
17	Compression	2 493,5	433,3	2 060,2
18	Déshydratation	977,9	110,8	867,1
19	Bouilloire	341,0	69,8	271,2
20	Instrumentation	556,8	141,2	415,6
21	Électronique	104,4	55,8	48,6
22	Outils	117,6	52,8	64,8
23	Informatique-exploitation	177,1	146,0	31,1
24	Équipement et mobilier	10,7	9,0	1,7
25	Matériel roulant	77,5	32,8	44,7
26	Pièces de rechange	0,0	0,0	0,0
27	Projets en cours	1 639,2	0,0	1 639,2
28	<b>Total</b>	<b>91 016,5</b>	<b>6 922,5</b>	<b>84 094,0</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2005**  
**pour le site de Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	28,5	0,0	28,5
4	Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5	Servitudes et approbation	2 019,7	321,2	1 698,4
6	Aménagement	257,1	39,8	217,3
7	Réservoir souterrain	4 658,2	798,1	3 860,0
8	Puits (forage)	47 063,9	3 701,1	43 362,8
9	Équipements de puits	703,1	67,8	635,3
10	Puits (completion et essais)	3 463,4	581,7	2 881,7
11	Conduite de transmission	6 732,6	1 128,8	5 603,8
12	Conduite de collecte	2 805,9	230,2	2 575,8
13	Rejet et collecte des eaux	0,0	0,0	0,0
14	Mécanique et tuyauterie station	3 082,8	405,7	2 677,1
15	Bâtiments	787,5	133,5	654,0
16	Électricité	555,9	96,7	459,1
17	Compression	2 498,0	516,6	1 981,4
18	Déshydratation	977,9	143,4	834,5
19	Bouilloire	350,8	86,9	264,0
20	Instrumentation	584,4	169,3	415,1
21	Électronique	104,4	66,3	38,1
22	Outils	121,8	64,8	57,1
23	Informatique-exploitation	177,3	159,6	17,7
24	Équipement et mobilier	10,7	10,0	0,6
25	Matériel roulant	77,5	45,7	31,8
26	Pièces de rechange	0,0	0,0	0,0
27	Projets en cours	9 203,0	0,0	9 203,0
28	<b>Total</b>	<b>102 187,0</b>	<b>8 767,0</b>	<b>93 420,0</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2006**  
**pour le site de Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	28,5	0,0	28,5
4	Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5	Servitudes et approbation	2 019,7	371,7	1 648,0
6	Aménagement	257,1	46,2	210,9
7	Réservoir souterrain	4 658,2	914,6	3 743,6
8	Puits (forage)	55 881,1	5 055,4	50 825,7
9	Équipements de puits	703,1	85,4	617,7
10	Puits (completion et essais)	5 853,3	682,0	5 171,3
11	Conduite de transmission	6 732,6	1 297,1	5 435,5
12	Conduite de collecte	3 202,2	307,8	2 894,4
13	Rejet et collecte des eaux	0,0	0,0	0,0
14	Mécanique et tuyauterie station	3 082,8	482,7	2 600,0
15	Bâtiments	787,5	153,2	634,4
16	Électricité	555,9	110,6	445,2
17	Compression	7 812,2	672,5	7 139,8
18	Déshydratation	977,9	176,0	801,9
19	Bouilloire	350,8	104,4	246,4
20	Instrumentation	614,9	198,6	416,2
21	Électronique	104,4	76,7	27,7
22	Outillage	132,1	77,0	55,1
23	Informatique-exploitation	203,2	168,8	34,4
24	Équipement et mobilier	12,6	10,6	2,0
25	Matériel roulant	94,7	42,8	51,9
26	Pièces de rechange	0,0	0,0	0,0
27	Projets en cours	1 662,6	0,0	1 662,6
28	<b>Total</b>	<b>111 650,0</b>	<b>11 034,2</b>	<b>100 615,8</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2007**  
**pour le site de Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	28,5	0,0	28,5
4	Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5	Servitudes et approbation	2 019,7	422,2	1 597,5
6	Aménagement	259,2	52,7	206,6
7	Réservoir souterrain	5 498,1	1 043,3	4 454,9
8	Puits (forage)	55 881,1	6 452,4	49 428,7
9	Équipements de puits	703,1	102,9	600,2
10	Puits (completion et essais)	5 853,3	828,4	5 024,9
11	Conduite de transmission	6 732,6	1 465,4	5 267,2
12	Conduite de collecte	3 202,2	387,8	2 814,3
13	Rejet et collecte des eaux	0,0	0,0	0,0
14	Mécanique et tuyauterie station	3 515,1	567,9	2 947,3
15	Bâtiments	862,7	172,9	689,8
16	Électricité	555,9	124,5	431,3
17	Compression	8 812,2	966,2	7 846,0
18	Déshydratation	977,9	208,6	769,4
19	Bouilloire	571,7	132,9	438,8
20	Instrumentation	614,9	229,4	385,5
21	Électronique	104,4	87,2	17,2
22	Outils	134,8	90,3	44,5
23	Informatique-exploitation	203,4	181,2	22,2
24	Équipement et mobilier	12,8	11,1	1,7
25	Matériel roulant	94,7	58,1	36,6
26	Pièces de rechange	0,0	0,0	0,0
27	Projets en cours	155,0	0,0	155,0
28	<b>Total</b>	<b>112 716,0</b>	<b>13 585,3</b>	<b>99 130,7</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2008**  
**pour le site de Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	28,5	0,0	28,5
4	Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5	Servitudes et approbation	2 019,7	472,7	1 547,0
6	Aménagement	259,2	59,1	200,1
7	Réservoir souterrain	5 507,2	1 181,0	4 326,2
8	Puits (forage)	55 850,9	7 843,4	48 007,5
9	Équipements de puits	703,1	120,5	582,6
10	Puits (completion et essais)	5 853,3	974,7	4 878,6
11	Conduite de transmission	6 732,6	1 633,7	5 098,8
12	Conduite de collecte	3 202,2	467,9	2 734,3
13	Rejet et collecte des eaux	0,0	0,0	0,0
14	Mécanique et tuyauterie station	3 653,2	656,3	2 996,8
15	Bâtiments	864,0	195,9	668,1
16	Électricité	555,9	138,4	417,4
17	Compression	8 842,6	1 260,5	7 582,0
18	Déshydratation	977,9	241,2	736,8
19	Bouilloire	577,8	158,7	419,1
20	Instrumentation	626,5	260,7	365,8
21	Électronique	104,4	97,6	6,8
22	Outillage	133,7	102,8	30,9
23	Informatique-exploitation	203,4	188,3	15,1
24	Équipement et mobilier	13,4	11,6	1,8
25	Matériel roulant	94,7	73,3	21,4
26	Pièces de rechange	0,0	0,0	0,0
27	Projets en cours	42,5	0,0	42,5
28	<b>Total</b>	<b>112 769,2</b>	<b>16 138,4</b>	<b>96 630,8</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2009  
pour le site de Saint-Flavien**

2 Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3 Terrains	28,5	0,0	28,5
4 Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5 Servitudes et approbation	2 019,7	523,2	1 496,5
6 Aménagement	327,4	66,6	260,8
7 Réservoir souterrain	5 507,2	1 318,7	4 188,5
8 Puits (forage)	55 850,9	9 240,4	46 610,5
9 Équipements de puits	731,0	138,3	592,7
10 Puits (completion et essais)	5 853,3	1 121,0	4 732,3
11 Conduite de transmission	6 732,6	1 802,0	4 930,5
12 Conduite de collecte	3 202,2	547,9	2 654,2
13 Rejet et collecte des eaux	0,0	0,0	0,0
14 Mécanique et tuyauterie station	3 664,7	747,8	2 916,9
15 Bâtiments	864,0	217,5	646,5
16 Électricité	555,9	152,3	403,5
17 Compression	8 842,6	1 555,3	7 287,3
18 Déshydratation	991,9	273,8	718,1
19 Bouilloire	585,5	187,6	397,9
20 Instrumentation	634,3	292,2	342,1
21 Électronique	104,4	102,3	2,2
22 Outillage	137,1	113,2	23,9
23 Informatique-exploitation	213,9	194,0	19,9
24 Équipement et mobilier	13,4	12,1	1,3
25 Matériel roulant	94,7	82,8	11,9
26 Pièces de rechange	0,0	0,0	0,0
27 Projets en cours	0,0	0,0	0,0
<b>28 Total</b>	<b>112 877,7</b>	<b>18 689,0</b>	<b>94 188,7</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2010**  
**pour le site de Saint-Flavien**

2	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	28,5	0,0	28,5
4	Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5	Servitudes et approbation	2 019,7	573,7	1 446,0
6	Aménagement	327,4	74,8	252,6
7	Réservoir souterrain	5 507,2	1 456,3	4 050,8
8	Puits (forage)	55 850,9	10 637,4	45 213,5
9	Équipements de puits	731,0	156,5	574,4
10	Puits (completion et essais)	7 188,5	1 282,9	5 905,6
11	Conduite de transmission	6 732,6	1 970,3	4 762,2
12	Conduite de collecte	3 202,2	628,0	2 574,2
13	Rejet et collecte des eaux	0,0	0,0	0,0
14	Mécanique et tuyauterie station	3 674,3	839,5	2 834,8
15	Bâtiments	864,0	239,1	624,9
16	Électricité	555,9	166,2	389,7
17	Compression	8 842,6	1 850,0	6 992,5
18	Déshydratation	991,9	306,9	685,1
19	Bouilloire	585,5	216,9	368,6
20	Instrumentation	634,3	323,9	310,4
21	Électronique	116,9	104,0	12,9
22	Outils	137,1	119,4	17,7
23	Informatique-exploitation	213,9	201,3	12,6
24	Équipement et mobilier	13,4	12,6	0,7
25	Matériel roulant	94,7	89,6	5,1
26	Pièces de rechange	0,0	0,0	0,0
27	Projets en cours	0,0	0,0	0,0
28	<b>Total</b>	<b>114 235,0</b>	<b>21 249,5</b>	<b>92 985,5</b>

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 \$ au 1<sup>er</sup> janvier 2011  
pour le site de Saint-Flavien**

2 Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3 Terrains	28,5	0,0	28,5
4 Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5 Servitudes et approbation	2 019,7	624,2	1 395,5
6 Aménagement	327,4	83,0	244,4
7 Réservoir souterrain	5 507,2	1 594,0	3 913,2
8 Puits (forage)	55 850,9	12 034,4	43 816,5
9 Équipements de puits	731,0	174,8	556,2
10 Puits (completion et essais)	8 162,7	1 482,9	6 679,8
11 Conduite de transmission	6 732,6	2 138,7	4 593,9
12 Conduite de collecte	3 202,2	708,1	2 494,1
13 Rejet et collecte des eaux	0,0	0,0	0,0
14 Mécanique et tuyauterie station	3 676,8	931,4	2 745,4
15 Bâtiments	868,4	260,8	607,6
16 Électricité	555,9	180,1	375,8
17 Compression	8 842,6	2 144,8	6 697,8
18 Déshydratation	991,9	339,9	652,0
19 Bouilloire	585,5	246,2	339,3
20 Instrumentation	634,3	355,6	278,7
21 Électronique	118,0	105,9	12,1
22 Outillage	137,1	123,1	14,0
23 Informatique-exploitation	216,1	207,9	8,1
24 Équipement et mobilier	13,4	13,2	0,2
25 Matériel roulant	94,7	94,7	0,0
26 Pièces de rechange	0,0	0,0	0,0
27 Projets en cours	9,9	0,0	9,9
<b>28 Total</b>	<b>115 229,3</b>	<b>23 843,6</b>	<b>91 385,7</b>

**Année 1999 par site**

<b>Site</b>	<b>Coût</b>	<b>Amort. cumulé</b>	<b>Valeur nette</b>
Pointe-du-Lac	28 591 344 \$	6 076 602 \$	22 514 742 \$
Saint-Flavien	44 392 161 \$	1 852 534 \$	42 539 627 \$
Total	72 983 505 \$	7 929 136 \$	65 054 369 \$

**Année 2000 par site**

<b>Site</b>	<b>Coût</b>	<b>Amort. cumulé</b>	<b>Valeur nette</b>
Pointe-du-Lac	28 708 299 \$	6 922 205 \$	21 786 095 \$
Saint-Flavien	52 865 137 \$	2 855 234 \$	50 009 902 \$
Total	81 573 436 \$	9 777 439 \$	71 795 997 \$

**RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS**

**Origine :** Demande de renseignements n° 1  
**Date :** 14 avril 2011  
**Demandeur :** Fédération canadienne de l'entreprise indépendante

---

**Autres modalités du mécanisme de plafonnement des revenus****Question :**

**15.1** Veuillez présenter les revenus, les coûts et les profits d'Intragaz pour chacune des années depuis le début des opérations d'Intragaz.

**Réponse :**

Voir la réponse à la question 1.7 de l'ACIG.