REPONSE D'INTRAGAZ A UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n°1

Date : 17 août 2018

Demandeur : Régie de l'énergie

---

1. Référence : Pièce B-0023, p. 3

Préambule :

« GLJ Petroleum Consultants Ltd. (GLJ) understands that Intragaz requires :
[…] an expert independent assessment regarding the performance of the Pointe-du-Lac gas storage site, particularly regarding all the concerns and performance risks raised in 2013.

Primary focus of this technical assessment will be to audit the reservoir simulation model of Point du Lac and analyze gas deliverability of wells B-297, B-057 and B-306 as part of the north east optimization project ». [nous soulignons]

Demandes formulées à l'expert James W. Werth :

1.1 Veuillez déposer la définition du mandat par Intragaz auprès de GLJ Petroleum Consultants Ltd. (GLJ) aux fins de la réalisation de l'attestation d'un expert quant à la performance du site d'emmagasinage de Pointe-du-Lac. Veuillez élaborer.

Réponse

Intragaz commissioned GLJ Petroleum Consultants Ltd. (GLJ) to provide an expert independent assessment regarding the performance of the Pointe-du-Lac gas storage site, particularly with regard to all the concerns and performance risks raised in 2013. GLJ performed a detailed review of the 2013 documentation pertaining to the project and to the Regie application, including relevant sections of Decision D-2014-053, to understand and grasp all the different aspects of the scope. The scope of work envisioned by Intragaz was clarified in a meeting with GLJ representatives at GLJ's Calgary office on July 10, 2018.

Primary focus of this technical assessment was to audit the reservoir simulation model of Pointe-du-Lac and analyze gas deliverability of wells B-297, B-057 and B-306 as part of the north east extension project. The scope also included the detailed review of the effect of the improvements made to the project since 2013.

1.2 Veuillez élaborer quant aux démarches effectuées par le consultant indépendant dans le cadre de l'élaboration du rapport d'expert et particulièrement, relatives à la vérification de la modélisation de simulation du réservoir, soit « audit the reservoir simulation model of Point du Lac », tel que mentionné à la référence.

Réponse

The basic reservoir engineering and geological data from Pointe-du-Lac was reviewed to determine accuracy and applicability for prediction of future performance in the GASMOD simulator. Basic data was generated for the injection gas composition and was found to support the gas properties table used in the GASMOD model configuration. The well logs were vetted to determine the net gas pay, water saturation levels and reservoir porosity values used in the basic model arrays. The areal extent of the reservoir was confirmed from the original Intragaz mapping.

The GASMOD model configuration was tested to ensure that the model withdrawal rates could be achieved, and the model pore volume was adjusted to ensure the match of the field and well pressures during the pressure depletion period of the field production history. Finally, the individual well pressures were matched through an optimization process of the well deliverability relationships.

GLJ believes the GASMOD model configuration provides an excellent basis for the prediction of the future performance of the Pointe-du-Lac gas storage scheme. This view is supported by the excellent history match of the well production/injection rates and the well pressure history.

1.3 Veuillez indiquer la date à laquelle le mandat en question vous a été confié.

Réponse

The mandate for the technical assessment of the Pointe-du-Lac storage project was given approval by Intragaz on July 10, 2018 at the conclusion of the meeting at the GLJ offices in Calgary.

2. Référence :

(i)	Pièce B-0012, page 4;
(ii)	Pièce B-0015, Figure 2, page 6;
(iii)	Pièce B-00015, page 7;
(iv)	Pièce B-0015, page 14;
(v)	Pièce B-0019, page 3;
(vi)	Pièce B-0021, page 4;
(vii)	Pièce B-0023, page 8.

Préambule :

(i) *« Une opération de stimulation de certains puits (nettoyage) a été prévue au Projet. Cette opération permettra d'optimiser la contribution des puits concernés dès 2019. Dans le projet présenté en 2013, cette opération était prévue en 2021 et 2022 ».*

(ii) Figure 2 – Vue d'ensemble du réservoir.

(iii) *« L'épaisseur du réservoir varie entre 4,8 et 8,8 mètres. Le réservoir est peu profond (profondeur variant de 60 à 120 mètres) et est exploité à une pression relativement faible de 740 kPa2, ce qui implique que la pression du gaz acheminé du réseau TQM doit être détendue lors de l'injection dans le réservoir et que le gaz doit être comprimé lors de sa réinjection dans le réseau TQM. Le site de Pointe-du-Lac compte 13 puits d'injection/soutirage et trois compresseurs totalisant 7890 HP, ces derniers étant tous requis lors du soutirage de pointe ».*

(iv) *« Stimulation de certains puits (nettoyage) : L'opération de stimulation de puits vise à nettoyer la crépine de certains puits qui s'obstrue avec le temps, ce qui résulte en une baisse de production graduelle des puits affectés. Intragaz avait procédé à la stimulation de cinq puits en 2006 qui a résulté en une augmentation de la productivité globale du réservoir de 134 % alors que certains puits ont vu leur productivité augmenter au-delà de 200 %. Il est à noter que l'augmentation de la productivité au-delà de la productivité initiale résultait du fait que les crépines de puits étaient partiellement obstruées par des débris découlant des forages initiaux. Il est donc à prévoir que les futurs nettoyages de puits qui ont déjà fait l'objet d'un nettoyage ramèneraient la productivité de ces puits au niveau de celle de 2006. Cette opération permettrait d'optimiser la contribution des puits concernés dès 2019 »*

(v) Le tableau 2 présente le coût des composantes du dossier R-3868-2013 en comparaison au présent dossier. Le coût de la stimulation de puits s'élève à 600 000 $.

(vi) Le graphique 1 *« Capacité globale des unités de compression »* présentant le débit de soutirage selon la *« Capacité maximale du projet »*, le *« Profil @ 1600 »* et le *« Profil actuel »*.

(vii) *« The effect of the de-scaling operations in 2006 removed rate restriction from the wellbore completion for the five wells. Therefore, the instantaneous field deliverability potential was increased by a significant margin. The same <u>de-scaling operations</u> are scheduled in 2019 and should have similar results and provide additional contingency to the project. However, the project also requires an increase in the effective working gas volume of the scheme that appears to be available through development of the northern section of the pool ».* [nous soulignons]

Demandes formulées à l'expert James W. Werth et Intragaz, le cas échéant :

2.1 Veuillez confirmer si le « de-scaling operations » dont il est mention à la référence (vii) consiste en l'opération de simulation des puits (nettoyage), tel que cité à la référence (iv). Veuillez élaborer.

Réponse

Nous confirmons que l'expression « de-scaling operations » signifie la même chose que stimulation des puits (nettoyage). En effet, l'objectif de l'opération de stimulation des puits est d'enlever les dépôts (d'où l'expression anglaise « de-scaling») qui s'incrustent avec le temps sur la crépine de certains puits en obstruant partiellement celle-ci, ce qui limite le déplacement du gaz.

2.2 Veuillez identifier les puits du site de Pointe-du-Lac, en référence à (ii) et (iii), visés par l'opération de stimulation de certains puits (nettoyage) prévue au Projet, tel que mentionné à la référence (i).

Le cas échéant, veuillez justifier le choix des puits concernés par l'opération de stimulation de certains puits (nettoyage) prévue au Projet.

Réponse

Le Projet prévoit le nettoyage d'un minimum de 5 puits, soit les puits B-302, B-287, B-277, B-288 et B-284. Il est possible que le budget permette de nettoyer aussi un ou deux puits supplémentaires, soit les puits B-291 et B-281.

La sélection des puits pour le nettoyage prévu en 2019 est essentiellement basée sur leur potentiel de regain de productivité sur la base des derniers essais de production effectués en 2015 et comme démontré ci-après :

Puits	Débit pour Pi^2-Pwf^2 = 150 000 kPa^2		Potentiel de regain de capacité de production estimé (m^3/h)
	Productivité maximale observée par le passé	Productivité 2015	
B-302	10 060 m^3/h	1 010 m^3/h	9 050 m^3/h
B-287	7 655 m^3/h	430 m^3/h	7 225 m^3/h
B-277	8 670 m^3/h	1 975 m^3/h	6 695 m^3/h
B-288	8 280 m^3/h	2 820 m^3/h	5 460 m^3/h
B-284	5 350 m^3/h	760 m^3/h	4 590 m^3/h
B-291	3 915 m^3/h	190 m^3/h	3 725 m^3/h
B-281	8 975 m^3/h	2 145 m^3/h	*3415 m^3/h

* regain estimé à 50%

2.3 Veuillez élaborer quant à l'évolution de la performance du site Pointe-du-Lac suite à l'opération de stimulation de certains puits (nettoyage) prévue, tel que mentionné en (i).

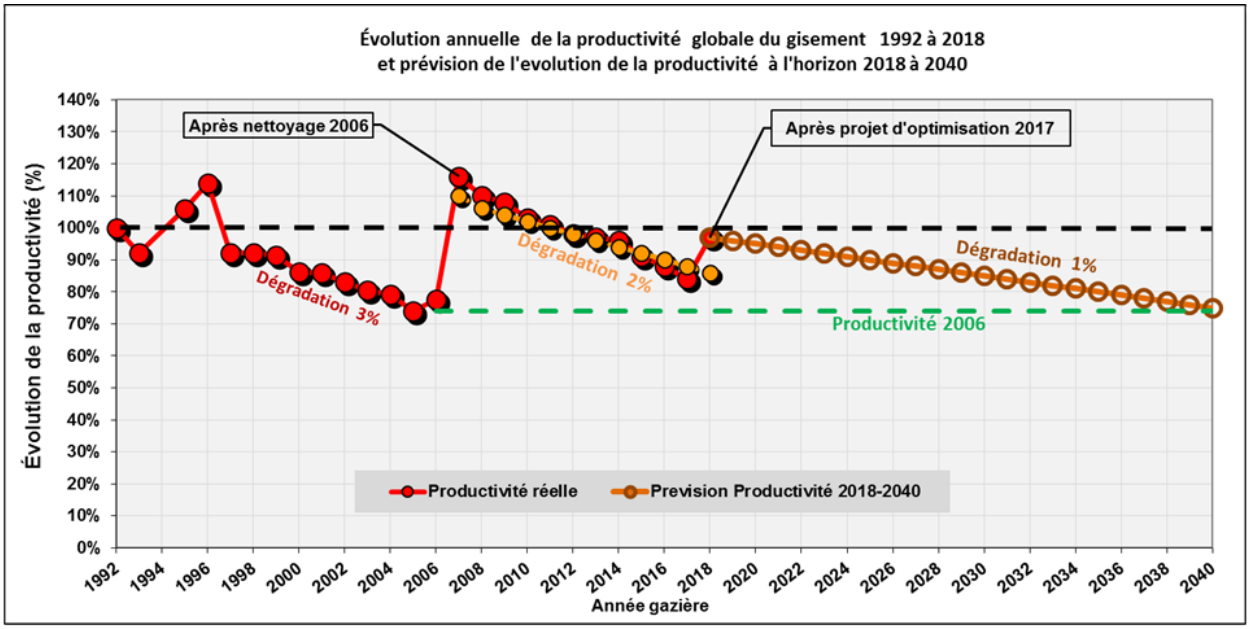
Le cas échéant, veuillez indiquer si le site de Pointe-du-Lac, à votre avis, nécessitera des opérations additionnelles de stimulation de certains puits (nettoyage) afin d'assurer le maintien de la performance du site, eu égard de la citation en référence (vii).

Veuillez élaborer et illustrer l'évolution du « Profil @ 1600 » en tenant compte de l'opération de stimulation de certains puits (nettoyage) par un graphique selon le format de la référence (vi).

Réponse

La diminution de la performance du site de Pointe-du-Lac résultant de l'incrustation graduelle des crépines de puits est un processus lent. La diminution de la performance a pour effet de graduellement réduire la marge de manœuvre opérationnelle. En effet, Intragaz procéderait à une opération de stimulation de puits avant que le profil du service offert à Énergir ne soit affecté.

Le graphique ci-après démontre l'historique de dégradation de la productivité découlant de l'incrustation des puits qui se situait à environ 3 % par année de 1992 à 2006, environ 2 % par année de 2006 à 2017 et qui est prévu passer à environ 1 % à compter de 2018.



L'assèchement du réservoir lié à la baisse du plan d'eau explique la diminution du taux de dégradation depuis 2006.

Également, les travaux d'optimisation réalisés en 2017 ont permis de ramener la productivité globale pratiquement au niveau de celle de 1992. Cette augmentation est directement attribuable à la diminution des pertes de charges permettant aux 4 meilleurs puits du stockage de Pointe-du-Lac de produire à leur plein potentiel. Il est pertinent de noter que ces 4 puits n'ont pas subi de dégradation depuis 2004 à cause de leur position hors de la zone en eau du réservoir.

Compte tenu de l'apport de ces modifications, nous évaluons la dégradation future de la productivité à environ 1 % par année, ce qui devrait repousser à environ 2040 le prochain nettoyage de puits prévu. Selon les projections d'Intragaz, la productivité globale du site de Pointe-du-Lac devrait se situer à un niveau similaire à celle de 2006, avant l'opération de stimulation des puits, en 2040 (voir graphique ci-dessus).

À la lumière des explications ci-dessus, le nouveau profil à 1 600 10^3 m^3 ne sera pas affecté par l'incrustation des crépines de certains puits.

2.4 Veuillez expliquer si l'opération stimulation de certains puits (nettoyage) appliquée aux puits déjà en exploitation, tel que cité à la référence (iii), permettrait d'améliorer le «Profil actuel» du site de Pointe-du-Lac.

Veuillez élaborer et fournir un graphique selon le format de la référence (vi).

Réponse

L'opération de stimulation de certains puits (nettoyage) appliquée aux puits déjà en exploitation permettrait d'augmenter la marge opérationnelle mais n'affecterait pas le «Profil actuel» du site de Pointe-du-Lac.

2.5 Veuillez formuler vos recommandations quant à la fréquence des opérations de « descaling operations » requises aux puits visés par le Projet (B-297, B-57 et B-306) et également, aux autres puits du site de Pointe-du-Lac, tel que mentionné en référence (iii). Veuillez élaborer.

Réponse

Une opération de stimulation (nettoyage) de puits à Pointe-du-Lac est effectuée lorsque la marge de manœuvre opérationnelle n'est plus suffisante. Avant les travaux d'optimisation réalisés en 2017 sur les quatre meilleurs puits de la zone sud du réservoir (voir pièce B-0015, Intragaz-1, Document 5, page 13 de 15, lignes 14 à 22), il était prévu qu'une stimulation de puits serait requise environ aux 10 ans.

Suite aux travaux d'optimisation réalisés en 2017, il est maintenant prévu qu'il pourrait s'écouler une vingtaine d'années entre les stimulations de puits. D'ailleurs, Intragaz a prévu une période d'amortissement de 20 ans pour les travaux de stimulation de puits exécutés dans le cadre du Projet (voir pièce B-0006, Intragaz-1, Document 2, Annexe 2.1.1, page 17).

Cet espacement accru entre les stimulations de puits découle du fait que les travaux d'optimisation réalisés en 2017 permettront d'accroître la contribution des quatre meilleurs puits qui ne produisent pas d'eau dû à leur situation par rapport au socle du réservoir (voir pièce B-0020, Intragaz-1, Document 8, page 25 de 27, section 6, deuxième

point). Étant donné que ces puits sont situés dans une partie sèche du réservoir, leur crépine ne s'incruste pas et ne requière pas de stimulation.

La contribution accrue des quatre meilleurs puits permettra ainsi de réduire la contribution des puits sujets à l'accumulation de dépôt. La moins grande sollicitation de ces puits devrait donc permettre d'espacer les besoins de stimulation.

Quant aux puits de la zone nord qui seront raccordés dans le cadre du Projet, l'abaissement anticipé du niveau d'eau et l'assèchement du réservoir qui découleront de l'injection de gaz devraient permettre de ne pas avoir recours à une opération de stimulation au cours des 20 prochaines années.

Les puits qui feraient éventuellement l'objet d'une opération de stimulation seraient sélectionnés en fonction de la détérioration de la productivité de chaque puits, de leur potentiel de regain et des gains de productivité globale visés.

3. Référence :

(i) Pièce B-0023, page 31;
(ii) Dossier R-4018-2017, pièce B-0218, annexe 16, page 5;
(iii) Pièce B-0021, page 4.

Préambule :

(i) *« After consideration of the surface and reservoir optimization alternatives available to Intragaz to attain the required initial gas production rate and duration of delivery, GLJ is convinced that there is virtually no risk of operations relating to reservoir behavior. There are no new wells proposed to be drilled into the reservoir that could lead to drilling related issues and the reservoir mechanism have been proven reliable through the operation of the gas storage scheme over the period of 28 years. The risk of surface optimization is also considered to be small given the past additions of compression to the facilities and the additions of surface gathering pipe in 2017 ».*

(ii) Énergir dépose le contrat d'emmagasinage à Pointe-du-Lac en vigueur avec Intragaz. La clause 3.3.1 porte sur les retraits.

> 3.3.1 Tout au long de l'année, la Société pourra retirer les volumes de gaz naturel qu'elle désire du Réservoir en autant :
>
> a) qu'elle donne un préavis selon l'article 4.1;
>
> b) que les volumes de gaz naturel retirés n'excèdent pas la capacité physique des installations ou les quantités de gaz naturel appartenant à la Société dans le Réservoir; et que ces retraits soient conformes à l'avis de performances prévu à l'article 6.1 du Contrat.

Le volume maximal de retrait prévu à l'article 3.3.1 sera valide jusqu'à une pression de 6 000 kPa dans le réseau de TQM. Le volume maximal de retrait prévu à l'article 3.3.1 sera de 1 100 10^3 m^3 lorsque la pression dans le réseau de TQM sera comprise entre 6 000 kPa et 6 600 kPa. Après quoi, le volume maximal de retrait diminuera jusqu'à devenir nul lorsque la pression atteindra 6 800 kPa sur le réseau de TQM.

(iii) Le graphique 1 présente le débit de soutirage selon le «Profil actuel» et le «Profil @ 1600».

Demandes :

3.1 Veuillez évaluer le nombre de jours moyen par hiver où le site Pointe-du-Lac ne serait pas en mesure de fournir le «Profil @ 1600» en raison d'une panne à un compresseur d'Intragaz.

Veuillez élaborer, notamment en vous référant au taux de panne des compresseurs et aux données historiques d'exploitation des compresseurs du site Pointe-du-Lac en hiver.

Réponse

Intragaz ne prévoit pas de jour moyen par hiver où le site Pointe-du-Lac ne serait pas en mesure de fournir le « Profil @ 1600 » en raison d'une panne sur un compresseur. La marge de manœuvre opérationnelle vise justement à pallier à des situations telles que des pannes afin de ne pas affecter le service offert à Énergir.

La fiabilité moyenne du site de Pointe-du-Lac a été de 99,7 % au cours des 10 dernières années. Le calcul de fiabilité est le ratio entre le volume nominé par Énergir et le volume livré pour une journée. Par ailleurs, lorsque le site de Pointe-du-Lac n'est pas en mesure de livrer le volume nominé, la marge de manœuvre disponible du site de Saint-Flavien peut être utilisée pour combler le déficit. Advenant le recours à la marge de manœuvre du site de Saint-Flavien qui permet de fournir le volume nominé par Énergir, le calcul de la fiabilité du site de Pointe-du-Lac est tout de même revu à la baisse pour fins de statistique par site.

Mise à part une situation de force majeure rare et exceptionnelle, Intragaz devrait toujours être en mesure de satisfaire les nominations d'Énergir malgré les pannes occasionnelles liées aux opérations.

3.2 En vous référant à (ii), veuillez fournir les données historiques des cinq derniers hivers (2013-2014 à 2017-2018) relatifs aux retraits quotidiens qui ont été contraints par la pression sur le réseau de TQM.

Réponse

De 2013 à 2018, les retraits quotidiens n'ont pas été contraints par la pression du réseau de TQM.

Par ailleurs en janvier 2015, à la suite d'un enjeu sur son réseau, Énergir a demandé à TQM de maintenir son réseau à très haute pression pendant environ quatre jours. Pendant cette période, la pression a par moment dépassé les 6750 kPa au poste de TQM situé à Pointe-du-Lac. Le site de Pointe-du-Lac n'aurait pas été en mesure de rencontrer entièrement une demande de retrait maximal pendant cet évènement exceptionnel.

Suite à cet évènement, Intragaz a réalisé en 2015 des travaux qui lui ont permis d'augmenter la pression maximale de retrait de livraison du site. La pression théorique maximale de TQM à laquelle le site peut livrer est désormais de 6840 kPa. Par conséquent, la clause contractuelle 3.3.1 portant sur les retraits est devenue désuète et devra être révisée lors du renouvellement du contrat.

Même à la pression d'opération maximale de 7067 kPa au poste de compression de Lachenaie de TQM, le sens d'écoulement, la distance à parcourir et les pertes de charge dans la conduite font en sorte qu'il est peu probable que le seuil de 6840 kPa soit atteint à Pointe-du-Lac.

Depuis 2013, la pression maximale observée au poste de TQM varie chaque année entre 6600 et 6750 kPa. Lorsque le réseau TQM atteint ces pressions, la marge de manœuvre opérationnelle du site est réduite. Lorsqu'une telle situation perdure, Énergir contacte TCPL en tant qu'opérateur du réseau TQM, sur demande d'Intragaz, afin d'ajuster l'opération de leurs stations de compression. TCPL a toujours collaboré afin de permettre à Intragaz de garder une marge de manœuvre suffisante pour qu'elle puisse injecter les volumes nécessaires dans le réseau.

Pour ces raisons, Intragaz n'envisage pas de jours où la pression sur le réseau de TQM empêcherait de livrer le volume nominé par Énergir.

3.3 En vous référant à (ii), veuillez identifier le nombre de jours par hiver où la pression sur le réseau de TQM contraindrait les retraits selon le « Profil @ 1600 ». Veuillez élaborer.

Réponse

Pour les raisons évoquées à la réponse à la question 3.2 ci-dessus, Intragaz n'envisage pas de jours où la pression sur le réseau de TQM empêcherait de livrer le volume nominé par Énergir en vertu du profil à 1 600 10^3 m^3. Il est à noter que les équipements prévus au Projet sont tous capables de fonctionner à une pression au-delà du seuil de 6840 kPa indiqué à la réponse 3.2.

RISQUES DE PERFORMANCE DU PROJET

4. Référence :

	(i)	Pièce B-0023, page 31;
	(ii)	Pièce B-0005, réponse 9;
	(iii)	Pièce A-0006, page 12;
	(iv)	D-2014-053, R-3868-2013, paragraphe 28.

Préambule :

(i) L'expert conclut son rapport de la façon suivante :

« After consideration of the surface and reservoir optimization alternatives available to Intragaz to attain the required initial gas production rate and duration of delivery, GLJ is convinced that there is virtually no risk of operations relating to reservoir behavior. There are no new wells proposed to be drilled into the reservoir that could lead to drilling related issues and the reservoir mechanism have been proven reliable through the operation of the gas storage scheme over the period of 28 years. The risk of surface optimization is also considered to be small given the past additions of compression to the facilities and the additions of surface gathering pipe in 2017. » [nous soulignons]

(ii) Dans son témoignage, M. Marois indique que les risques du Projet sont considérés comme étant faibles.

(iii) Lors de la rencontre préparatoire du 11 juin 2018, Me Louise Tremblay affirme ce qui suit :

« Quant au risque de performance maintenant. Monsieur Marois pour Intragaz, on a déposé un témoignage additionnel la semaine dernière sous la cote B-0012 (Intragaz-1, Document 1.1). Et au terme de ce témoignage, Monsieur Marois est venu préciser que des bonifications ont été apportées au projet par rapport à la situation qui prévalait en deux mille treize (2013) et que suite à ces bonifications, dans le fond, elles ont pour résultat d'éliminer, à toutes fins pratiques, le risque de performance. »

(iv) À la décision D-2014-053 :

« [28] *En ce qui a trait au risque associé au Projet en matière de performance, Intragaz est d'avis qu'il est relativement peu élevé pour les raisons évoquées dans sa preuve. Par ailleurs, elle précise qu'il s'agit d'un risque asymétrique, c'est-à-dire que la performance pourrait s'avérer moindre que prévue mais qu'il n'y a pas de possibilité que la performance additionnelle générée par le Projet soit plus élevée que celle indiquée en preuve. »*

Demandes :

4.1 Veuillez confirmer que les risques asymétriques identifiés dans le cadre du dossier R-3868-2013, tel que cité à la référence (iv), sont désormais atténués ou considérés nuls au présent Projet.

Veuillez élaborer et présenter votre analyse à cet égard.

Réponse

Nous confirmons que le risque de performance identifié dans le cadre du dossier R-3868-2013 est désormais atténué par les bonifications apportées au Projet et considéré pratiquement nul par l'expert indépendant retenu pour attester la performance du Projet.

Nous croyons important de souligner qu'Intragaz a toujours été d'avis que le risque de performance était faible tel qu'exposé à la référence (iv) en préambule.

En partant de cette constatation que le risque de performance du Projet était déjà « relativement peu élevé » en 2013, les bonifications apportées au Projet depuis ne font qu'atténuer davantage ce risque. Nous vous référons à la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements no. 1 de l'ACIG où est présenté l'accroissement de la marge de manœuvre opérationnelle découlant des bonifications apportées au Projet depuis 2013. L'accroissement de la marge de manœuvre opérationnelle se traduit directement en une diminution du risque de performance.

Intragaz élabore à plusieurs endroits de sa preuve sur les facteurs appuyant sa position à l'effet que le Projet comporte peu de risque :

- Projet d'optimisation et non de développement (voir pièce B-0015, Intragaz-1, Document 5, page 5 de 15, lignes 3 à 7; pièce B-0020, Intragaz-1, Document 8, section 7.1) ;
- Bonifications apportées au Projet (voir pièce B-0012, Intragaz-, Document 1.1, question 5, pages 3 et 4; pièce B-0015, Intragaz-1, Document 5, section 7 aux pages 13 et 14; pièce B-0020, Intragaz-1, Document 8, sections 2 et 6) ;
- Travaux préparatoires (voir pièce B-0012, Intragaz-1, Document 1.1, question 6, page 4) ;
- Performance attestée par deux experts indépendants (voir pièces B-0023 et B-0024, Intragaz-1, Documents 10.1 et 10.2).

4.2 Si le risque se matérialise, veuillez indiquer comment Intragaz entend faire face à la situation.

Le cas échéant, veuillez indiquer comment Intragaz prévoit traiter les surcoûts ou les manques à gagner, en cas de matérialisation du risque.

Réponse

Intragaz souhaite d'abord préciser que les risques du Projet doivent être supportés par la clientèle, c'est-à-dire Énergir dans ce cas-ci. Notre position est basée sur le fait que, tout comme pour les distributeurs, les associés d'Intragaz ne sont pas rémunérés pour supporter de tels risques.

Dans le cas des distributeurs, ce sont les clients qui supportent les risques associés aux projets d'investissement. Par exemple, lors de projets d'extension de réseau où un impact à la baisse sur les tarifs des clients est prévu au moment de la demande d'autorisation à la Régie, un dépassement de coûts ou une baisse des volumes par rapport aux prévisions réduit la baisse anticipée de tarifs ou peut même entraîner une hausse des tarifs.

Étant donné que le taux de rendement sur équité autorisé par la Régie pour Intragaz est comparable[1] à ceux des distributeurs gaziers, le traitement des risques associés aux projets d'investissement d'Intragaz devrait être le même que pour les distributeurs.

De plus, étant donné que c'est la clientèle du service d'emmagasinage qui bénéficiera de la réalisation du Projet, il nous apparaît tout à fait normal que ce soit elle qui supporte les risques liés à sa réalisation. Dans un tel cas et dans la mesure où le Projet se déroulerait comme prévu, les clients d'Énergir profiteraient pleinement des bénéfices anticipés. Toutefois, dans la mesure où Intragaz rencontrerait des éléments imprévus pendant la réalisation du Projet, comme un dépassement de coûts ou une capacité inférieure aux prévisions, c'est la clientèle qui devrait normalement assumer ce risque.

Dans ce contexte, la matérialisation du risque serait traitée ainsi :

- Intragaz offrirait à Énergir le niveau de service rendu disponible par le Projet;
- Énergir devrait payer à Intragaz le plein revenu requis du Projet basé sur les coûts réels prudemment encourus.

ANALYSE DE FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE

5. Référence :

(i)	Pièce B-0006, Annexe 1.1;
(ii)	Pièce B-0023, page 29;
(iii)	Dossier R-3807-2012, pièce B-0061, page 2;
(iv)	Pièce B-0008, page 3;
(v)	Pièce B-0026;
(vi)	Pièce B-0007.

[1] Le taux de rendement sur équité autorisé d'Intragaz est de 8,50 % alors qu'il est de 8,90 % pour Énergir et de 9,10 % pour Gazifère.

Préambule :

(i) L'annexe 1.1 détaille les dépenses d'exploitation prévisionnelles. La section « Énergie » concerne les dépenses en électricité.

(ii) Le rapport d'expert mentionne que l'exploitation du Projet requiert du gaz naturel à titre de combustible.

« The base case prediction was run based on the history match model with the field production rate targeted at 1660 E^3 m^3 /d representing the target gas rate of 1600 E^3 m^3 /d plus provision for fuel gas ». [nous soulignons]

(iii) La réponse 2 du témoignage de M. Rock Marois précise ce qui suit :

« Le refinancement a été finalisé le 29 août 2013 et le taux d'intérêt de la nouvelle dette est de 5,208 %, par rapport au taux d'intérêt présumé de la dette de 5,75 % approuvé dans la décision D-2013-081. » [nous soulignons]

(iv) Intragaz présente le tableau correspondant à l'analyse de faisabilité économique détaillée. Le coût de la dette se chiffre à 5,208 %. Le tableau comprend notamment les lignes *« Frais financiers (54 % dette) »* et *« Remboursement d'emprunt »*.

(v) Intragaz dépose l'analyse de l'impact tarifaire d'une durée équivalente à celle de l'analyse économique.

(vi) Intragaz dépose le calcul de l'impact tarifaire du Projet.

Demandes :

5.1 En vous référant à (ii), veuillez confirmer que les quantités de gaz naturel qui servent de combustible est de l'ordre de 60 10^3 m^3 /jour. Veuillez préciser si les coûts afférents sont pris en compte dans la référence (i) et s'ils ne le sont pas, veuillez en expliquer la raison.

Réponse

Nous confirmons que les quantités de gaz naturel qui servent de combustible est de l'ordre de 60 10^3 m^3 /jour.

Le gaz naturel utilisé comme combustible à Pointe-du-Lac est fourni par Énergir. Le coût du combustible n'est donc pas un coût pour Intragaz mais plutôt pour Énergir. Nous comprenons qu'Énergir a inclus le coût du combustible dans son analyse des gains annuels pour la clientèle découlant du Projet.

5.2 Veuillez indiquer si le Projet est soumis à l'acquisition de droits en vertu du SPEDE. Le cas échéant, veuillez préciser si les coûts afférents sont pris en compte dans la référence (i) et s'ils ne le sont pas, veuillez en expliquer la raison.

Réponse

Le Projet n'est pas soumis à l'acquisition de droits en vertu du SPEDE. Intragaz n'est pas considéré comme une émetteur par le règlement du SPEDE, notamment parce que ses émissions annuelles de gaz à effet de serre sont bien en dessous du seuil de 25 000 tonnes métriques en équivalent CO_2 et cela même en ajoutant le Projet du site de Pointe-du-Lac.

5.3 Veuillez élaborer sur les démarches d'Intragaz relatives au financement du présent Projet.

Réponse

Le financement du Projet se fera par une combinaison de liquidités et de mise de fonds des associés donc entièrement sous forme d'équité. Plus précisément, Intragaz ne prévoit pas émettre de nouvelle dette pour financer le Projet.

5.4 Veuillez justifier le taux utilisé dans les projections (par ex. coût de la dette, coût du capital prospectif, en vigueur). Le cas échéant, veuillez présenter une mise à jour de ces projections en fonction d'un nouveau taux.

Réponse

Intragaz a utilisé le coût en capital autorisé par la Régie dans ses décisions D-2013-164 et D-2013-081(R-3807-2012) car elle ne prévoit pas émettre de nouvelle dette, d'une part, et que d'autre part, la Régie a approuvé une structure de capital présumée composée de 54 % de dette et 46 % d'équité.

6. Référence :

(i)	B-0006, page 6;
(ii)	B-0006, annexe 2.1.1;
(iii)	B-0006, annexe 2;
(iv)	Pièce B-0008, page 3.

Préambule :

(i) *« Les dépenses d'amortissement sont calculées à partir d'une période moyenne pondérée d'amortissement déterminée à partir de la période d'amortissement et l'importance relative de chaque catégorie d'actifs. »*

(ii) À l'annexe 2.1.1, la moyenne pondérée d'amortissement est de 33,9 ans :

PROJET POINTE-DU-LAC
Calcul de la période moyenne pondérée d'amortissement

	(1) Description Immobilisations	(2) 2019 [1]	(3) 2020	(4) 2021	(5) 2022	(6) Total	(7) Amortissement en années	(8) Pondération en années	Référence
5	Servitudes et aménagements	498 512				498 512	40	1,84	
6	Équipements de puits	414 639				414 639	30	1,14	
7	Conduite de collecte	2 142 800				2 142 800	40	7,89	
8	Mécanique et tuyauterie station	632 687				632 687	40	2,33	
9	Batiments	365 466				365 466	40	1,35	
10	Électricité	481 265				481 265	40	1,77	
11	Compresseur	4 487 530				4 487 530	30	12,39	
12	Déshydrateur	960 272				960 272	40	3,54	
13	Instrumentation	145 878				145 878	20	0,27	
14	Outillage	43 733				43 733	10	0,04	
15	Stimulation de puits	615 954				615 954	20	1,13	
16	Demande d'autorisation préalable	76 994				76 994	30	0,21	
17	**Total**	**10 865 730**	**0**	**0**	**0**	**10 865 730**			
18						Moyenne pondérée (années)		**33,90**	Annexe 2.1, ligne 6, colonne 3

19 [1] Annexe 3.1.2, colonne 4

(iii) L'annexe 2 présente les dépenses d'amortissement prévues jusqu'en 2022 :

PROJET POINTE-DU-LAC
Dépenses d'amortissement prévisionnelles (000 $)
Pour la période de 2019 à 2022

	(1) Description	(2) 2019 (5 mois)	(3) 2020	(4) 2021	(5) 2022	Référence
5	Amortissement des immobilisations	133,5	320,5	320,5	320,5	Annexe 2.1, ligne 7
6	Amortissement des frais reportés	12,0	29,3	29,3	29,4	Annexe 2.2, ligne 6
7	**Total amortissement annuel**	**145,5**	**349,8**	**349,8**	**349,9**	Tableau 1, ligne 7

(iv) Intragaz présente le tableau correspondant à l'analyse de faisabilité économique détaillée.

Demandes :

6.1 En vous référant à (iii), veuillez confirmer que les dépenses d'amortissement sont calculées selon la moyenne pondérée, laquelle est déterminée en (ii).

Réponse

Nous confirmons que l'amortissement des immobilisations (ligne 5) est calculé selon la moyenne pondérée soit 33,9 années. L'amortissement des frais reportés est calculé sur 3 ans et 5 mois.

6.2 En vous référant à (ii), veuillez déterminer les dépenses d'amortissement selon les durées de vie propres à chacune des immobilisations.

Réponse

L'utilisation des durées de vie propres à chacune des immobilisations a pour effet d'augmenter quelque peu la dépense d'amortissement par rapport au calcul selon la moyenne pondérée. En utilisant cette méthode, le tableau de l'annexe 2 se lirait comme suit :

PROJET POINTE-DU-LAC
Dépenses d'amortissement prévisionnelles (000 $)
Pour la période de 2019 à 2022

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
	Description	**2019** (5 mois)	**2020**	**2021**	**2022**
Amortissement des immobilisations		139,8	335,5	335,5	335,5
Amortissement des frais reportés		12,0	29,3	29,3	29,4
Total amortissement annuel		**151,8**	**364,8**	**364,8**	**364,9**

6.3 En vous référant à (ii), veuillez identifier les immobilisations qui atteignent leur fin de vie utile entre 2019 et 2053, soit l'horizon de l'analyse de faisabilité économique présentée en (iv).

Réponse

Les immobilisations suivantes atteignent leur fin de vie entre 2019 et 2053 :

- Équipements de puits (30 ans);
- Compresseur (30 ans);
- Instrumentation (20 ans);
- Outillage (10 ans);
- Stimulation de puits (20 ans);
- Demande d'autorisation préalable (30 ans).

6.4 Pour chacune des immobilisations identifiées à la sous-question précédente, veuillez commenter la pertinence d'inclure dans (iv) le coût de son remplacement ou d'un entretien majeur afin d'en maintenir le fonctionnement optimal jusqu'en 2053. Veuillez également commenter la pertinence d'inclure dans l'analyse de faisabilité économique (référence (iv) les coûts des entretiens préventifs récurrents de même que les coûts relatifs à la réparation des pannes.

Réponse

Effectivement, il serait pertinent d'inclure le coût de remplacement ou d'un entretien majeur d'un actif afin d'en maintenir le fonctionnement optimal jusqu'à la fin de la durée de vie du Projet. Cette demande nous a incité à nous questionner sur quelle devrait être la

période optimale pour fins d'analyse de faisabilité économique et d'impact tarifaire compte tenu des différentes durées de vie des composantes du Projet.

La durée de vie la plus longue est de 40 ans. Par ailleurs, pour que le Projet atteigne 40 ans, il faudrait prévoir le remplacement du compresseur après 30 ans. Le compresseur est la composante la plus coûteuse du Projet.

Par conséquent, nous sommes d'avis qu'il serait raisonnable de baser la durée de vie du Projet, pour fins d'analyse, sur celle du compresseur, soit 30 ans. En effet, compte tenu de l'importance relative du coût du compresseur (41 %), nous croyons qu'il serait préférable de limiter la durée de vie du Projet à 30 ans pour fins d'analyse.

Ainsi, pour fins d'analyse la durée de vie des actifs excédant 30 ans serait ramenée à 30 ans afin que ceux-ci soient complètement amortis sur la durée de vie du Projet, toujours pour fins d'analyse.

Les actifs suivants seraient remplacés à la fin de leur durée de vie prévue :

- Instrumentation (20 ans) ;
- Stimulation de puits (20 ans).

Pour fins d'analyse, ces actifs seront amortis sur la durée restante de la période d'analyse, soit 10 ans.

L'outillage n'a pas été remplacé à la fin de sa durée de vie utile prévue de 10 ans car il est raisonnable d'émettre l'hypothèse qu'il sera toujours utile.

Basé sur l'utilisation prévue, aucun entretien majeur ne sera requis à l'intérieur de la période de 30 ans.

Les dépenses d'entretiens préventifs et de réparations sont déjà incluses aux dépenses d'exploitation du Projet (voir B-0006, Intragaz-1, Document 2, page 13, lignes 30 à 37 et Intragaz-1, Document 2, page 9, lignes 30 à 37).

6.5 Veuillez déposer une analyse de faisabilité économique selon la référence (iv) ainsi que l'analyse sur l'impact tarifaire correspondante en prenant en compte les modifications suivantes :

- ✓ Taux de la dette selon la réponse 5.3 ;
- ✓ Coût du gaz naturel servant de combustible, si requis selon réponse 5.1 ;
- ✓ Coût lié au SPEDE, si requis selon réponse 5.2 ;
- ✓ Dépenses d'amortissement selon réponse 6.2 ;
- ✓ Coût des remplacements ou des entretiens majeurs selon réponse 6.4 ;
- ✓ Coût des entretiens préventifs récurrents de même que les coûts relatifs à la réparation des pannes selon réponse 6.4.

Réponse

ÉTUDE DE FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE DU PROJET POINTE-DU-LAC

Intragaz a réalisé une étude de faisabilité économique sur 30 ans (selon les hypothèses formulées à la réponse 6.4) afin d'évaluer le rendement sur équité en utilisant le Tarif E-6 en vigueur, incluant le cavalier tarifaire du refinancement (D-2013-164). Selon cette étude, il est prévu que le Projet Pointe-du-Lac procurerait un rendement sur équité de 22,7 %.

Cependant, comme exposé à la pièce B-0005, Intragaz-1, Document 1, Intragaz prévoit demander l'ajustement du Tarif E-6 à la baisse afin que le Projet génère le rendement sur équité autorisé dans la décision D-2013-081, soit 8,5 % et ainsi faire pleinement bénéficier la clientèle de la rentabilité du Projet au-delà du taux de rendement autorisé.

Le tableau suivant présente l'étude de faisabilité du Projet Pointe-du-Lac ainsi que les principales hypothèses utilisées :

PROJET POINTE-DU-LAC
Analyse de faisabilité économique
En 000 $

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)
		2019	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**
Revenu projet Pointe-du-Lac		986,3	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1
Dépenses d'exploitation		64,6	158,1	161,3	164,5	167,8	171,2	174,6	178,1	181,7	185,3	189,0	192,8	196,7	200,6	204,6
Amortissements		169,4	407,1	407,1	407,2	377,8	377,8	377,8	377,8	377,8	377,8	376,0	373,4	373,4	373,4	373,4
Frais financiers (54% dette)		129,4	302,4	291,0	279,5	268,5	257,8	247,2	236,6	226,0	215,3	204,7	194,2	183,7	173,2	162,7
Impôt		167,6	403,4	405,6	407,8	417,8	419,7	421,7	423,6	425,5	427,4	429,7	432,2	434	435,8	437,5
Bénéfice net		455,3	1 096,1	1 102,1	1 108,1	1 135,2	1 140,6	1 145,8	1 151,0	1 156,1	1 161,3	1 167,7	1 174,5	1 179,3	1 184,1	1 188,9
Flux monétaires exploitation		624,7	1 503,2	1 509,2	1 515,3	1 513,0	1 518,4	1 523,6	1 528,8	1 533,9	1 539,1	1 543,7	1 547,9	1 552,7	1 557,5	1 562,3
Équité	-5 117,8															
Remboursement d'emprunt		-91,5	-219,8	-219,8	-219,9	-204,0	-204,0	-204,0	-204,0	-204,0	-204,0	-203,0	-201,6	-201,6	-201,6	-201,6
Total des flux monétaires	-5 117,8	533,2	1 283,4	1 289,4	1 295,4	1 309,0	1 314,4	1 319,6	1 324,8	1 329,9	1 335,1	1 340,7	1 346,3	1 351,1	1 355,9	1 360,7

	2034	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**	**2046**	**2047**	**2048**	**2049**
Revenu projet Pointe-du-Lac	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	2 367,1	1 380,8
Dépenses d'exploitation	208,7	212,9	217,1	221,5	225,9	230,4	235,0	239,7	244,5	249,4	254,4	259,5	264,7	270,0	275,4	163,9
Amortissements	373,4	373,4	373,4	373,4	373,4	423,6	448,5	448,5	448,5	448,5	448,5	448,5	448,5	448,5	448,5	243,4
Frais financiers (54% dette)	152,2	141,7	131,2	120,7	126,1	130,8	118,6	105,9	93,3	80,7	68,1	55,5	42,9	30,3	17,7	4,6
Impôt	439,2	440,9	442,6	444,3	441,6	425,6	421,0	423,1	425,2	427,3	429,4	431,4	433,4	435,3	437,3	260,6
Bénéfice net	1 193,6	1 198,2	1 202,8	1 207,2	1 200,1	1 156,7	1 144,0	1 149,9	1 155,6	1 161,2	1 166,7	1 172,2	1 177,6	1 183,0	1 188,2	708,3
Flux monétaires exploitation	1 567,0	1 571,6	1 576,2	1 580,6	1 573,5	1 580,3	1 592,5	1 598,4	1 604,1	1 609,7	1 615,2	1 620,7	1 626,1	1 631,5	1 636,7	951,7
Équité						-520,7										
Remboursement d'emprunt	-201,6	-201,6	-201,6	-201,6	-201,7	-228,7	-242,2	-242,2	-242,2	-242,2	-242,2	-242,2	-242,2	-242,2	-242,2	-217,8
Total des flux monétaires	1 365,4	1 370,0	1 374,6	1 379,0	1 371,8	830,9	1 350,3	1 356,2	1 361,9	1 367,5	1 373,0	1 378,5	1 383,9	1 389,3	1 394,5	733,9

Principales hypothèses

Revenu 2019-2049 : Tarif E-6 en vigueur incluant le cavalier tarifaire du refinacement (D-2013-164)

Coût de la dette à 5,208%

Taux d'impôt : 26,9%

	2019	2039
Investissements (000 $)	11 125,7	1 132,0
Dette (000 $) :	6 007,9	611,3
Équité (000 $):	5 117,8	520,7

Évaluation sur 30 ans

Structure de capital à 54% de dette

Taux de rendement sur équité **22,7%**

ANALYSE DE L'IMPACT TARIFAIRE DU PROJET CALCULÉ SUR 30 ANS

À la pièce B-0026, Intragaz-1, Document 12, nous présentons le calcul du revenu requis du Projet sur une période de 33,9 années, soit 1 134 500 $, ce qui se traduirait en une baisse de tarif de l'ordre de 18,2 %.

Lorsque l'on évalue le revenu requis sur une durée de 30 ans selon les hypothèses décrites à la réponse 6.4, le revenu requis annuel uniforme passe à 1 182 000 $ représentant une baisse de tarif de 17,5 % tel que calculé au tableau suivant :

1 **Calcul de l'impact tarifaire pour le Projet Pointe-du-Lac (sur 30 ans)**

2 **Récapitulatif des tarifs en vigueur suite aux décisions D-2013-081, D-2013-081R et D-2013-164**

	(1)	(2)	(3)	(4)	
3		Frais de	Frais de	Revenu du site	
4		Réservation	Souscription		
5		Taux ($/10^{3}m^3/mois)	Taux ($/10^{3}m^3/mois)		
6	Tarif E-6 (D-2013-081 et D-2013-081R)	11,9507	82,6826		
7	Cavalier du tarif E-6 (D-2013-164)	-0,1156	-0,7997		
8	Tarif E-6 incluant cavalier tarifaire du tarif E-6	11,8351	81,8829		
9	Volumes du site de PDL avant le Projet (10^{3}m^3)	22 700	1 200		
10	Revenus annuels requis uniformes par composante ($)	3 223 881	1 179 114	4 402 995	[1]

11 [(1)] Correspond au montant de 4 403 000 $ de la décision D-2013-164, page 5 paragraphe 10

12 **Calcul de la valeur du cavalier tarifaire du projet Pointe-du-Lac**

13		Frais de	Frais de		
14		Réservation	Souscription		
15		Taux ($/10^{3}m^3/mois)	Taux ($/10^{3}m^3/mois)		
16	Tarif E-6 incluant cavalier tarifaire du tarif E-6	11,8351	81,8829		
17	Volumes du site de PDL après le Projet Pointe-du-Lac (10^{3}m^3)	36 600	1 600		
18	Revenus annuels uniformes selon tarifs en vigueur ($)	5 197 976	1 572 152	6 770 128	
19	Revenus annuels uniformes marginaux au tarifs existants ($)			2 367 133	
20	Coût de service marginal du Projet Pointe-du-Lac ($)			1 182 000	
21	Valeur du cavalier tarifaire du Projet Pointe-du-Lac ($)			(1 185 133)	-17,5%

Les modifications apportées à l'analyse de faisabilité économique ainsi qu'à l'analyse sur l'impact tarifaire ont peu d'effet sur les résultats, tel qu'indiqué au tableau suivant :

	Période d'analyse	
	34 ans[1]	**30 ans**
Taux de rendement (analyse de faisabilité économique)	**22,9%**	**22,7%**
Impact tarifaire	**-18,2%**	**-17,5%**

Note 1: durée arrondie