RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 2

Date : 12 septembre 2018

Demandeur : Régie de l'énergie

---

1. Référence : (i) Pièce B-0030, réponse 1.1;
(ii) Pièce B-0015, Section 7, p. 13 et 14;
(iii) Pièce B-0015, Section 8, p. 14;
(iv) Pièce B-0023, p. 31;
(v) Pièce B-0024;
(vi) Dossier R-3868-2013, pièce B-0008, p. 52 à 54.

Préambule :

(i) « *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. <u>The scope also included the detailed review of the effect of the improvements made to the project since 2013</u> ». [nous soulignons]

(ii) À la section 7, Intragaz présente les bonifications au Projet par rapport à 2013.

(iii) À la section 8, Modélisation :

« *Le Projet a été modélisé afin de s'assurer qu'il serait en mesure d'offrir une capacité de soutirage quotidienne maximale de 1 600 10^3 m^3 selon un profil de soutirage similaire à celui historiquement offert à Énergir. Il est important de noter que cette modélisation comprend une marge de manoeuvre opérationnelle comparable à celle qui a été maintenue historiquement, laquelle est d'environ 10 %. Cette marge de manoeuvre opérationnelle a fait ses preuves au cours des 28 années d'exploitation du réservoir en permettant à Intragaz d'offrir à Énergir un service d'une grande fiabilité.*

<u>Il est à noter que la modélisation ne reflète pas les bonifications qui ont été intégrées au Projet, telles qu'énumérées ci-dessus, par rapport au projet qui a été soumis à l'approbation de la Régie en 2013, ni les capacités additionnelles qui ont été libérées par les travaux d'optimisation réalisés en 2017 qui ont permis de diminuer les pertes de charge des quatre meilleurs puits de la zone sud du stockage de Pointe-du-Lac. Ces éléments viendront accroître davantage la marge de manoeuvre opérationnelle du site de Pointe-du-Lac</u>». [nous soulignons]

(iv) « *The base case gas production forecast is incapable of attaining the target gas rate. The addition of 2500 HP of additional compression in Case 1 does attain the target gas rate (plus fuel gas) of 1660 E^3 m^3/d and the activation of the northern portion of the PDL reservoir through the addition of the B-297, B-57, and B-306 wells in the gas production forecast results in the maintenance of the duration objective of the target gas rate. The changes in working gas volume through the addition of the B-297, B-57, and B-306 are evidence in Figure 25 through the slightly shallower rate declines after the initial gas rate plateaus.*

The simulation forecast from 2013 that included additional compression and activation of the three northern wells is compared to the Base Case and Case 1 in Figures 25 and 26. The comparison of the simulation results between 2013 and 2018 shows that the modifications to the project set forth by Intragaz including de-scaling operation in 2019, compressor addition of 2500 HP, tie-in of B-297, B-306 and B-057, and gathering system modifications performed in 2017 on four wells, allow a better performance and provide a stronger contingency for Energir.

It is important to note that a safety factor exists outside of the simulation model results. During the injection phase of each yearly cycle, the additional northern wells will be de-watered opening up additional well capacity in the reservoir. Therefore, additional well deliverability will be generated over the initial production/injection cycles in the northern wells that will add to the overall flexibility and contingency of Intragaz to meet the proposed gas storage contract rates and duration into the future ». [nous soulignons]

(v) Rapport final de Sproule daté du 4 avril 2014

(vi) En conclusion de la lettre de la firme Sproule, datée au 19 août 2013 :

> In summary, various options for meeting future deliverability goals were investigated using a model that has a proven track record. The results have been reviewed with Intragaz, and the risks have been identified and discussed.

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

Question :

1.1 Veuillez indiquer si les bonifications apportées au Projet par rapport à 2013, telles que mentionnées à la référence (ii), correspondent aux conclusions relatives aux résultats et aux risques identifiés, tels que présenté à la référence (vi) et discutés dans la lettre de la firme Sproule au 19 août 2013. Si non, veuillez élaborer en quoi ces bonifications diffèrent des recommandations de Sproule.

Réponse :

En plus du raccordement des puits du secteur nord du réservoir et de l'ajout de compression, Sproule et Intragaz avaient identifié deux autres composantes qui contribueraient positivement au Projet (Dossier R-3868-2013, Pièce B-0008, lettre de Sproule) :

- Ramener la pression du réservoir à 740 kPa par l'ajout de gaz coussin.
- La stimulation (nettoyage) des puits.

La pression du réservoir a été ramenée à 740 kPa en 2015 (voir la pièce B-0015, Intragaz-1, Document 5, page 7, note 2). Quant à la stimulation (nettoyage) des puits lors de la réalisation du Projet, elle fait partie des bonifications apportées au Projet depuis 2013.

Les autres bonifications apportées au Projet 2018 par rapport à 2013, soit la diminution de pertes de charge, la récupération de capacités de compression et le mesurage précis des volumes de gaz injectés et soutirés au nord du réservoir, sont des bonifications en sus de ce qui avait été identifié en 2013.

Question :

1.2 Veuillez élaborer et le cas échéant, justifier le choix des bonifications apportées, telles qu'indiquées en (ii), à la lumière des conclusions et recommandations de l'expert Sproule à la référence (vi). Veuillez également élaborer votre réponse en tenant compte du rapport final de Sproule présenté à la référence (v).

Réponse :

Tel qu'indiqué à la réponse 1.1 ci-dessus, l'une des recommandations formulées par Sproule en 2013 a déjà été mise en œuvre (augmentation de la pression) et l'autre est intégrée au Projet (stimulation (nettoyage) des puits lors de la réalisation du Projet).

Les autres bonifications du Projet 2018 viennent ajouter à la marge de manœuvre opérationnelle ce qui a pour effet de réduire davantage le risque de performance.

Question :

1.3 Veuillez élaborer sur la modélisation dont il est question à la référence (iii) : « *Il est à noter que la modélisation ne reflète pas les bonifications qui ont été intégrées au Projet. […] Ces éléments viendront accroître davantage la marge de manoeuvre opérationnelle du site de Pointe-du-Lac* ».

Veuillez confirmer si les bonifications du Projet, présentées à la référence (ii), ont été considérées au modèle de simulation du réservoir, soit le « *reservoir simulation model* », telles que mentionnées à la référence (i). Veuillez élaborer.

Réponse :

Lors de la préparation de la pièce B-0015, Intragaz-1, Document 5, déposée le 28 juin 2018, la modélisation du Projet n'avait pas été mise à jour pour tenir compte des bonifications apportées au Projet depuis 2013.

Par ailleurs, ces bonifications ont été considérées au modèle de simulation du réservoir préparé par l'expert James W. Werth, tel qu'indiqué à la référence (iv).

Les résultats de la simulation sont présentés aux pages 29 à 31 du rapport de GLJ et la courbe apparaissant à la figure 26 (page 30) montre une amélioration de la performance

par rapport à la modélisation 2013. Il est à noter que cette information ne présente pas la marge de manœuvre opérationnelle.

Le graphique fourni en réponse à la question 2.1 de l'ACIG démontre l'accroissement de la marge de manœuvre opérationnelle découlant des bonifications apportées au Projet depuis 2013 (voir la pièce B-0031, Intragaz-3, Document 1).

Question :

1.4 Veuillez élaborer quant à la proposition citée à la référence (iii) : « *Ces éléments viendront accroître davantage la marge de manoeuvre opérationnelle du site de Pointe-du-Lac* ».

Veuillez quantifier les capacités et élaborer sur le potentiel d'accroissement de la marge de manoeuvre opérationnelle du site de Pointe-du-Lac dont il est question.

Réponse :

En référant à la pièce B-0031, Intragaz-3, Document 1, réponse à la question 2.1 de l'ACIG, on peut voir une augmentation significative de la marge de manœuvre en 2018 par rapport à 2013.

Celle-ci était de l'ordre de 10 % en 2013 et serait maintenant de l'ordre de 20 %.

Question :

1.5 Veuillez élaborer sur les résultats dont il est question à la référence (iv) : « […] *results in the maintenance of the duration objective of the target gas rate* ».

Veuillez préciser notamment quant aux résultats attendus en termes de « durée », de « maintien de la durée » et du « taux de gaz cible ».

Réponse :

Response from James W. Werth

Figures 25 and 26 at page 30 of my assessment display the results of the Base case, Case1 and the 2013-based production forecasts. The production objective (target gas rate) for these forecasts was specified at an initial total gas rate of 1660 E^3 m^3/d (1600 E^3 m^3/d plus 60 E^3 m^3/d of fuel gas).

Comparison of the 2013 and 2018 prediction cases shows that the 2018 forecast from Case 1 will extend the initial gas rate plateau by about an additional day of target gas production (see Figure 26). This feature is a direct result of accessing additional working gas volume through the well activation and optimization activities taken and planned by Intragaz. The increased working gas volume is also evident in Figure 25 during the production decline portion of the forecast with the Case 1 profile remaining slightly higher than the 2013 forecast over the remainder of the forecast period.

Question :

1.6 Veuillez élaborer quant au facteur de sécurité mentionné à la proposition de la référence (iv) : « […] *safety factor exists outside of the simulation model results* ».

Veuillez élaborer en quoi le facteur de sécurité diffère de la marge de manoeuvre opérationnelle, le cas échéant.

Réponse :

Response from James W. Werth

The operational margin is calculated based on the assumptions built into the simulation model, i.e. compression, additional wells, descaling, etc.

The safety factor is in addition to the operational margin built into the model. It refers to the additional improvements that are expected to occur over time to the productivity of the Northern production/injection wells as a result of the reduction of the gas-water contact. This would give access to the higher deliverability sections of the lower reservoir unit and thus improve the productivity of the wells.

Again, this potential improvement in productivity of the Northern wells represents a safety factor because it is not reflected in the simulation model.

AJOUT D'INTRAGAZ: Voir également la pièce B-0015, Intragaz-1, Document 5, page 12, lignes 11 à 16, la pièce B-0030, Intragaz-2, Document 1, réponse à la question 2.5 de la Régie, avant-dernier paragraphe et la pièce B-0032, Intragaz-4, Document 1, réponse à la question C a) de S.É./AQLPA qui traitent du potentiel d'amélioration de la productivité des puits qui seront raccordés dans le cadre du Projet.

Question :

1.7 Veuillez confirmer que la proposition citée à la référence (iv) : « *allow a better performance and provide a stronger contingency for Energir* » fait allusion à Intragaz plutôt qu'à Énergir.

Réponse :

Nous confirmons que la proposition citée en référence (iv) : « *allow a better performance and provide a stronger contingency for Energir* » fait allusion à Intragaz mais pour le bénéfice du service offert à Énergir.

Question :

1.8 Veuillez indiquer si le Projet et les bonifications apportées depuis 2013 pourraient nécessiter une modification du profil d'injections et de retraits au site de Pointe-du-Lac ainsi que de la gestion des nominations pour fins de flexibilité opérationnelle, eu égard à la proposition de la référence (iv) : « […] *additional well deliverability will be generated over the initial production/injection cycles in the northern wells that will add to the overall*

flexibility and contingency of Intragaz to meet the proposed gas storage contract rates and duration into the future ». Veuillez élaborer.

Réponse :

Nous désirons préciser que la citation du rapport de GLJ figurant à la question 1.8 fait référence à la flexibilité et la contingence accrues qui devraient découler avec le temps de l'accroissement prévisible de la productivité des puits qui seront raccordés dans le cadre du Projet, ce que GLJ qualifie de « facteur de sécurité » non prévu à la modélisation. Cette citation fait référence à une amélioration potentielle de la marge de manœuvre opérationnelle d'Intragaz et non à une modification envisagée du service offert à Énergir.

Par conséquent nous répondons à la question en fonction de l'accroissement de la capacité de soutirage prévue au Projet.

Intragaz ne prévoit pas modifier ses règles de gestion des nominations suite à la réalisation du Projet.

Par ailleurs, le profil de retrait actuel sera ajusté afin de refléter l'accroissement de la capacité maximale de soutirage de 1 200 à 1 600 10^3 m^3.

Le profil d'injection reflètera, quant à lui, les performances du site selon le niveau d'inventaire observé. Les règles de gestion demeureront sensiblement les mêmes que celles actuellement applicables.

2. Référence : (i) Pièce B-0032, réponse A, a).

Préambule :

(i) *« Intragaz n'a pas identifié d'alternatives au Projet mais avait évalué en 2013 de nombreuses variantes du Projet qui ont permis de déterminer que le scénario retenu était optimal. Les différentes variantes qui ont été évaluées sont :*

- *Pression du réservoir (ajout ou non de gaz coussin);*
- *Deux niveaux de puissance du compresseur et la faisabilité de remettre en marche l'unité C-2 existante;*
- *Raccordement de zéro, un, deux ou trois puits du secteur nord du réservoir; - Capacité de soutirage maximale de 1 400 10^3 m^3, 1 500 10^3 m^3 ou 1 600 10^3 m^3* ».

Question :

2.1 Veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles Intragaz n'a pas considéré identifier et évaluer des solutions alternatives au Projet.

Réponse :

Il n'existe pas de solutions alternatives au Projet.

3. Référence : (i) Pièce B-0025, p. 2 et 3;
(ii) Pièce B-0019, p. 2 et 3.

Préambule :

(i) « *L'estimation budgétaire du Projet a été établie à partir de l'expérience acquise pour la réalisation de projets d'envergures similaires chez Intragaz depuis près de trente ans. Basé sur son expérience Intragaz a isolé trois composantes du Projet pour lesquelles elle a procédé à des appels d'offres auprès d'un minimum de trois fournisseurs. Les soumissions reçues étaient qualifiées de fermes et sont conformes à la description des travaux et les spécifications des appels d'offres.*

[…]

Intragaz a également inclus à son estimation budgétaire de la contingence afin de pallier aux différents imprévus pouvant survenir. La contingence globale de 10,4 % est répartie ainsi :

- *Fourniture du compresseur 5 %;*
- *Installation des conduites de collecte 10 %;*
- *Matériaux, équipements et autres installations 15 % ».* [nous soulignons]

(ii) « *Le tableau 2 présente le coût des composantes du dossier R-3868-2013 en comparaison au présent dossier*.

Tableau 2

	R-3868-2013	R-4034-2018	Différences
Servitudes et aménagements	471 800 $	485 600 $	13 800 $
Équipements de puits	44 600 $	403 900 $	359 300 $
Conduites de collecte	1 792 700 $	2 087 300 $	294 600 $
Mécanique et tuyauterie station	422 100 $	616 300 $	194 200 $
Batiments	299 800 $	356 000 $	56 200 $
Électricité	402 600 $	468 800 $	66 200 $
Compresseur	3 382 700 $	4 371 300 $	988 600 $
Déshydrateur	787 700 $	935 400 $	147 700 $
Instrumentation	129 600 $	142 100 $	12 500 $
Outillage	34 700 $	42 600 $	7 900 $
Stimulation de puits	- $	600 000 $	600 000 $
Demande d'autorisation préalable	- $	75 000 $	75 000 $
	7 768 300 $	**10 584 300 $**	**2 816 000 $**

»

Question :

3.1 Veuillez indiquer si Intragaz a effectué des simulations Monte-Carlo aux fins de la détermination de la contingence en fonction des risques du Projet.

Dans l'affirmative, veuillez déposer ces analyses et fournir une explication des résultats. Sinon, veuillez élaborer.

Réponse ;

Intragaz n'utilise pas de simulations Monte-Carlo.

Question :

3.2 Veuillez indiquer si Intragaz a établi pour chacune des composantes du Projet et des coûts de celles-ci, tel que présenté à la colonne « *R-4034-2018* » de la référence (ii), une plage d'incertitude dans l'estimation des coûts.

Le cas échéant, veuillez déposer ces données.

Réponse ;

Intragaz est d'avis que la contingence prévue au Projet représente la plage d'incertitude dans l'estimation des coûts des composantes du Projet.

Intragaz présente à la pièce B-0025, Intragaz-1, Document 11 une preuve détaillée sur la plage d'incertitude relative à l'estimation des coûts des trois principales composantes du Projet, soit l'unité de compression, l'unité de déshydratation et les réseaux de collectes. Elle y indique également que la contingence pour les autres composantes du Projet a été établie à 15 % en fonction du niveau d'ingénierie réalisé.

4. Référence : (i) Pièce B-0030, réponse 4.2;
(ii) Dossier R-3868-2013, pièce B-0008, réponse 1.4.

Préambule :

(i) «*Intragaz souhaite d'abord préciser que* *<u>les risques du Projet doivent être supportés par la clientèle</u>, 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 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 ».*

(ii) Au dossier R-3868-2013, Intragaz présente sa proposition en matière de traitement des risques du Projet :

Question;

4.1 Veuillez commenter la proposition d'Intragaz en matière de prise en charge de l'ensemble des risques du Projet. Veuillez prendre en considération la réponse fournie à la référence (i) et la proposition formulée dans le cadre du dossier R-3868-2013 en matière de traitement des risques du Projet, tel que présenté à la référence (ii). Veuillez élaborer.

Réponse :

La position d'Intragaz en matière de prise en charge de l'ensemble des risques du Projet dans le présent dossier est identique à celle du dossier R-3868-2013.

À la réponse 1.4 du dossier R-3868-2013 citée à la référence (ii) Intragaz avait identifié trois catégories de risques :

- Dépenses d'exploitation;
- Niveau de performance;
- Niveau d'investissements.

À la réponse 4.2 du présent dossier citée en référence, Intragaz s'est limitée aux risques de performance et de surcoûts car la question semblait se limiter à ces risques. Tout comme en 2013, la position d'Intragaz est que ces risques doivent être supportés par la clientèle qui bénéficiera des retombées du Projet.

Quant au risque relié aux dépenses d'exploitation, Intragaz maintient sa position exprimée en 2013 à l'effet qu'elle supportera ce risque.