

DATE 5 sept 2025

OPTIMISATION DU SITE DE POINTE-DU-LAC EVALUATION DE LA PERFORMANCE

STORENGY SAS
EXPERTISE INDUSTRIELLE ET
SOLUTIONS POUR L'ENERGIE
DEPARTEMENT GEOSCIENCES ET
SOLUTION MINING

12 rue Raoul Nordling
CS 50014
92277 Bois-Colombes cedex

REFERENCE : EISE-DGSM-MPE-2025-00248
CLASSEMENT : S_210_09_04
AUTEUR(S) : Laurent CARIOU, Marc PERREAUX
CHARGE D'AFFAIRE : Marc PERREAUX

PROJET : Optimisation du site de stockage de Pointe-Du-Lac

ACCES : Secret Restreint Interne Storengy Public

	NOM	FONCTION	DATE	VISA
REDACTION	Laurent CARIOU	Géologue Expert	Signé numériquement par : Laurent Cariou Nom DN : CN = Laurent Cariou email = laurent.cariou@storengy.com C = FR O = Storengy Date : 2025.09.09 11:51:32 +02'00'	
VERIFICATION	Marc PERREAUX	Ingénieur Réservoir Expert	Marc PERREAUX Signé numériquement par : Marc PERREAUX Nom DN : CN = Marc PERREAUX email = marc.perreaux@storengy.com C = FR O = Storengy SAS OU = DIRECTION DGSM Date : 2025.09.09 11:29:28 +02'00'	
APPROBATION	Luc MASSE	Directeur Stockage Souterrain		Luc Massé Signature numérique de Luc Massé Date : 2025.09.09 10:40:18 -04'00'

Original: 2025-09-22

Intragaz-1, Document 4
(19 pages en liasse)

MOTS-CLÉS/KEYWORDS Pointe du Lac, Performance; Stockage, Modèle, Petrel, Canada, Québec, Gaz naturel, Intragaz.

RÉSUMÉ/ABSTRACT Avec plus de 70 ans d'expérience dans le stockage de gaz naturel, STORENGY a construit un savoir-faire industriel reconnu pour l'ensemble des différentes phases de la vie d'un stockage de gaz : exploration, développement, augmentation de capacité, exploitation et abandon avec une expertise pointue dans les différentes disciplines impliquées : géophysique, pétrophysique, ingénierie de réservoir, forage, process et installations de surface, management de projet, sécurité industrielle, etc.

INTRAGAZ a sollicité STORENGY pour une étude d'optimisation des capacités du stockage souterrain de Pointe-du-Lac. Ce rapport présente les résultats de cette étude et l'augmentation de performance attendue pour ce projet de d'investissement.

"Interpretation, research, analysis, data, results, estimates or recommendation furnished herein by Storengy SAS are based on inferences from measurements, empirical relationships and/or assumptions, and Storengy SAS experience in their interpretation. The interpretations of these inferences, empirical relationships and/or hypotheses by professionals in the industry may differ and are not infallible. Additional data not made available to Storengy SAS may, for example, vary these interpretations or analysis. Accordingly, Storengy SAS cannot and does not warrant the accuracy, correctness or completeness of the interpretation, research, analysis, data, results, estimates or recommendation, which the Client expressly acknowledges."

"Les interprétations, recherches, analyses, données, résultats, estimations ou recommandations fournis dans les présentes par Storengy SAS sont basés sur des inférences réalisées à partir de mesures, relations empiriques et /ou hypothèses, et de l'expérience de Storengy SAS dans leurs interprétations. Les interprétations de ces inférences, relations empiriques et/ou hypothèses par les professionnels du secteur peuvent différer et ne sont pas infallibles. Des données supplémentaires non mises à disposition de Storengy SAS peuvent, par exemple, faire varier ces interprétations ou analyses. Par conséquent, Storengy SAS ne peut garantir et ne garantit pas, l'exactitude, la justesse ou l'exhaustivité des interprétations, recherches, analyses, données, résultats, estimations ou recommandations, ce que le Client reconnaît expressément. »

DIFFUSION INITIALE / INITIAL DISTRIBUTION :

Client : INTRAGAZ

DATA MANAGEMENT

DIFFUSION COMPLÉMENTAIRE / SUPPLEMENTARY DISTRIBUTION :

1. INTRODUCTION	5
2. HISTORIQUE	6
3. DESCRIPTION DU RESERVOIR	7
3.1. Mouvement du contact gaz-eau	8
3.1.1. Géométrie.....	9
3.1.2. Bilan matière (P/Z)	9
3.1.3. Evolution du stock	9
4. MODELISATION	11
4.1. Modélisation géologique.....	11
4.2. Modélisation Réservoir	13
4.2.1. Initialisation du modèle réservoir	13
4.2.2. Historique de production et calage du modèle réservoir	13
5. SIMULATION	17
5.1. Cas à 2,4 Mm³/j	17
5.2. Cas avec 10% de marge	17
6. CONCLUSIONS	19

TABLE DES FIGURES

Figure 1 : Levé géophysique dans les sédiments quaternaires passant par le gisement de PDL. (Source : Légaré et al. 2013. Coupes stratigraphiques locales, SO de la Mauricie. UQTR.)	7
Figure 2 : Carte de pressions illustrant l'hydrodynamisme de Pointe-du-Lac comparé au modèle conceptuel de Hubbert.	8
Figure 3 : Calcul du plan d'eau moyen de référence et position du puits de référence B-081.	9
Figure 4 : Evolution de l'inventaire en fonction de la position du contact Gaz-Eau au puits B-081.....	10
Figure 5 : Distribution de l'argilosité dans le modèle 200x200m.....	11
Figure 6 : Distribution de la porosité utile dans le modèle 200x200m. Les cellules en violet ont une argilosité (V_{shale}) > 35%.	11
Figure 7 : Distribution de la perméabilité dans le modèle 200x200m.	12
Figure 8 : Coupe du modèle de Pointe-du-Lac à l'état initial avec son plan d'eau incliné (Saturation en Gaz).....	13
Figure 9 : Vérification du calage des débits cumulés injectés (en bas) et soutirés (en haut) : les contraintes en débit imposées au modèle ont bien été respectées tout au long de la simulation	14
Figure 10: Calage en pression au puits durant la phase de production au puits B039 (ronds bleus : pressions mesurées – pointillé bleu : pression simulée).....	15
Figure 11:: Calage en pression pour la période de stockage au puits B302 corrigé pour la production d'eau. il s'agit du meilleur compromis entre calage en pression et calage de la production d'eau.	16
Figure 12 : Prédiction de la performance du site de Pointe-du-Lac pour un plateau à 2,5 Mm ³ /j.....	17
Figure 13 : Prédiction de la performance du site de Pointe-du-Lac pour un plateau à 2,75 Mm ³ /j.	18

1. INTRODUCTION

La présente étude fait partie de l'élaboration d'un projet d'optimisation des installations de stockage souterrain de gaz naturel de Pointe-du-Lac et avec un accent sur le « réservoir souterrain ». Il s'agit d'une évaluation technique de la capacité du stockage pour le scénario présenté ci-dessous :

- La reprise et le raccordement de trois puits existants (B033, B034 et B039), pour augmenter la capacité de soutirage et d'injection ;
- L'ajout d'un compresseur de 2 750 chevaux pour augmenter la capacité de soutirage de gaz, passant de 2,0 millions de m³/j (Mm³/j) à 2,4 Mm³/j ;
- L'évaluation de l'effet de la position du plan d'eau sur la performance du stockage.

L'objectif principal de cette évaluation est de démontrer la faisabilité technique du scénario en utilisant le modèle de simulation pour le site de Pointe-du-Lac et de présenter l'impact des changements sur les prévisions de productivité du champ. Le rapport détaille l'approche adoptée au cours de l'étude.

2. HISTORIQUE

Le site de Pointe-du-Lac est un ancien gisement de gaz déplété et converti en stockage. Il est situé à environ 12 km au sud-ouest de Trois-Rivières.

Il a été découvert en 1955 par un particulier (Joseph Auger) qui avait entrepris de forer un puits d'exploration rudimentaire sur sa propriété. Ce puits (Auger 1, aujourd'hui référencé B-001) est parti en éruption lorsqu'il a atteint les sables de Lotbinière. Il est resté 70 jours dans cet état avant de pouvoir être contrôlé.

A la suite de cette découverte, plusieurs indépendants, dont deux congrégations religieuses voisines, ont foré plusieurs puits entre 1956 et 1964 pour produire le gaz du gisement. Deux de ces puits sont également partis en éruption, pendant 41 jours en 1960 (puits des Pères) et une journée en 1961 (puits Bald Montain n°6).

Le gisement a été mis en production en 1961. La principale période de production s'est étalée de 1961 à 1976.

Entre 1984-1990, diverses études ont été effectuées afin de convertir le gisement en stockage.

En 1990, Intragaz a obtenu un bail de stockage souterrain, où le développement a débuté et le premier cyclage de gaz a été effectué en 1990. Au cours des ans, Intragaz a ajouté des compresseurs, a raccordé des puits existants ou foré de nouveaux puits et a abaissé le plan d'eau pour augmenter les capacités du site. Aujourd'hui, 51 puits actifs sont situés sur la licence de stockage de Pointe-du-Lac. Le volume injecté dans le réservoir a graduellement été augmenté avec l'abaissement du plan d'eau et atteint aujourd'hui 37,6Mm³ et la capacité de soutirage a augmenté en passant de 0,7 Mm³/j à 2,0 Mm³/j.

3. DESCRIPTION DU RESERVOIR

Storengy a révisé l'ensemble des données géologiques, géophysiques et de réservoir transmises par Intragaz. Les caractéristiques du réservoir en liens avec l'étude sont résumées ci-dessous.

L'unité dans lequel le réservoir se trouve est formée par une lentille sableuse d'au moins 8 km de long pour 3 km de large, orientée approximativement NNE-SSO. Le sable est non consolidé et a été déposé au Quaternaire. La porosité moyenne est de 27-28 % et la perméabilité est de plusieurs darcys.

L'épaisseur du sable passe de 2-3 m au nord à plus de 20 m localement au sud. L'épaississement rapide du sable au sud et sa forme évoquant un lobe sous le lac Saint-Pierre suggèrent soit une transition vers un environnement deltaïque, soit un cône d'épandage en front de glacier, en sortie d'un fleuve sous-glaciaire.

Latéralement, les forages montrent que ce sable disparaît vers l'ouest et vers l'est sans que la nature (non dépôt ou érosion) de cette disparition soit clairement établie selon les références consultées.

Ce sable disparaît également quelque part au nord, car il n'est pas observé à l'affleurement au-dessus du socle. Cette disparition du sable vers le nord pourrait contribuer au confinement du gisement en fournissant une fermeture stratigraphique s'ajoutant à la fermeture structurale.

Vers le sud, son extension n'est pas connue. Mais, s'il évolue effectivement en delta, le sable devrait alors disparaître en s'enchantant dans des formations argileuses lacustres, voire marines.

Dans tous les cas, la cause de la disparition latérale du sable peut être soit stratigraphique (non dépôt), soit érosive. En effet, certaines interprétations sismiques et corrélations de puits suggèrent que le sable pourrait localement disparaître par érosion glaciaire se produisant pendant les stades glaciaires ultérieurs.

Le sable est recouvert par les sédiments lacustres argileux des varves de Deschailions qui assurent sa couverture étanche (figure 1). Il repose en discordance sur un soubassement rocheux.

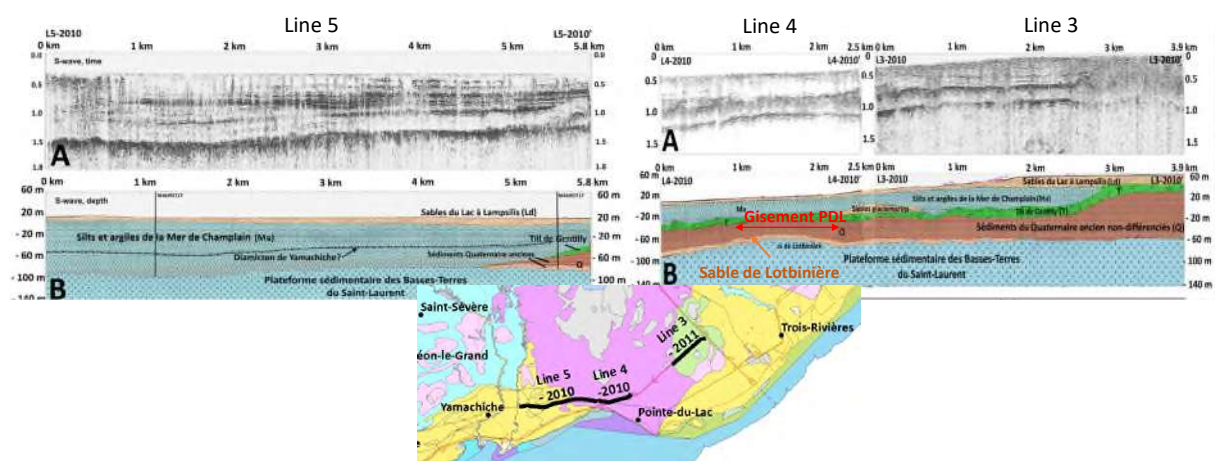


Figure 1 : Levé géophysique dans les sédiments quaternaires passant par le gisement de PDL. (Source : Légaré et al. 2013. Coupes stratigraphiques locales, SO de la Mauricie. UQTR.)

Le gisement de PDL a la particularité d'être très peu profond avec un toit du réservoir situé environ à 70 m/sol dans la zone principale exploitée par le stockage. L'interprétation structurale des puits et de la sismique indique que le gisement est localisé sur un ou plusieurs hauts de socle.

3.1. Mouvement du contact gaz-eau

Les hauts de socle suffisent pour assurer une fermeture structurale du gisement dans les conditions d'origine dans les directions sud, est et ouest. Cependant, ils ne peuvent assurer à eux seuls la fermeture vers le nord dans l'hypothèse d'un contact gaz/eau horizontal situé, au nord et au sud, à la cote d'environ -62 m/mer tel qu'il avait été initialement estimé dans les puits du sud du gisement.

La fermeture du gisement vers le nord requiert l'existence soit d'un plan d'eau incliné vers le sud et/ou l'ajout d'une fermeture stratigraphique par disparition du réservoir.

Intragaz possède un historique important de la position des contacts gaz/eau (GWC) dans les puits d'observation de PDL. Ces données sont essentielles à la gestion du réservoir, car ils permettent de surveiller les déplacements des contacts au cours des années et des cycles gaziers. L'existence d'un plan d'eau incliné est étayée par l'interprétation de ces contacts gaz/eau. Un tel plan d'eau incliné semble hydrogéologiquement possible dans le cadre d'un fort hydrodynamisme de l'aquifère qui se chargerait au nord par l'intermédiaire du socle affleurant et fortement fracturé et qui se déchargerait au sud dans le lac Saint-Pierre. L'altitude de la zone de charge supposée est supérieure à +200m/mer tandis que la surface du lac St-Pierre n'est qu'à quelques mètres au-dessus du niveau marin, les deux étant séparés d'une vingtaine de kilomètres.

La carte de pression de fond dans le réservoir sous la bulle de gaz a été fournie par Intragaz (figure 2) et illustre l'hydrodynamisme du site de Pointe-du-Lac selon le concept présenté dans le coin supérieur droit de la figure (modifié de Hubbert¹). L'ordre de grandeur du gradient de pression est cohérent avec le modèle: sur le graphique de Hubbert, l'écart de pression entre B-306 et B-294 est de l'ordre de 20 – 30 kPa.

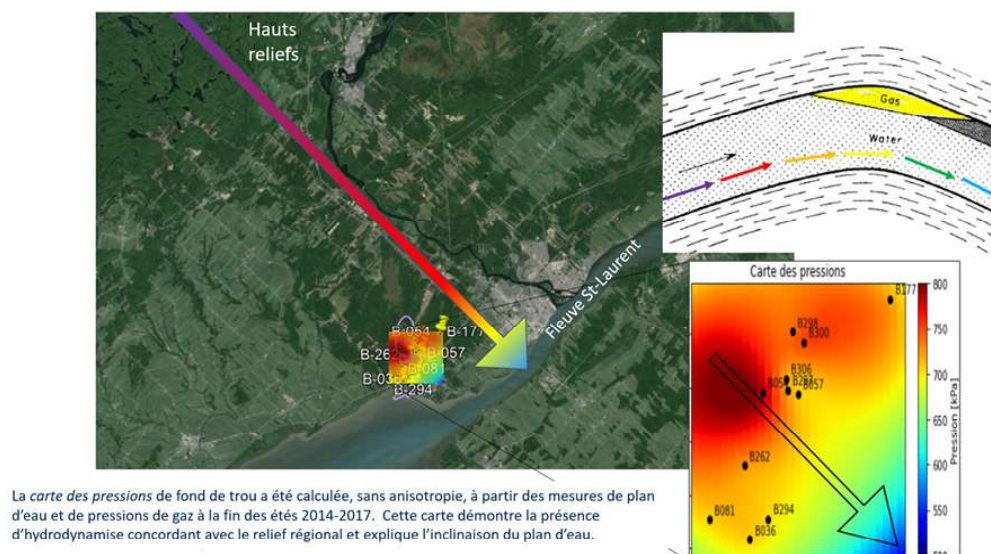


Figure 2 : Carte de pressions illustrant l'hydrodynamisme de Pointe-du-Lac comparé au modèle conceptuel de Hubbert.

¹ Hubbert, K, 1945. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. Bulletin of AAPG, vol. 37, No.8.

L'hydrodynamisme mesuré sur la carte des pressions et observé sur les mesures de plan d'eau, confirme l'inclinaison du plan d'eau, cohérent avec le contexte géologique et le relief régional : l'inclinaison de plan d'eau indique un hydrodynamisme du nord-ouest vers le sud-est allant des zones à haut-relief vers le fleuve Saint-Laurent ou vers le Lac-Saint-Pierre.

Un exemple d'un analogue où l'on retrouve un contact incliné est le gisement de Rospo Mare en Italie (Références : Gauchet, 1996 (SPE-36869), Kabir, 1997 (SPE-38904), Bellentani, 2016 (SPE-181636-MS)), Siliprandi, 2021 (15th OMC Med Ebergly Conference and Exhibition in Ravenna, Italy).

3.1.1. Géométrie

La géométrie du plan d'eau et son évolution au cours du temps ont été déduites à partir de mesures sur huit puits d'observation où les mesures historiques de l'interface gaz/eau sont jugées représentatives de la véritable profondeur du plan d'eau dans le réservoir. Les puits où de l'eau s'accumule en fond de trou tubé ont été écartés ainsi que les puits où le réservoir est entièrement en gaz.

La forme de ce plan d'eau (GWC) de référence a été estimée en faisant la moyenne des plans d'eau sur la période 2011-2018, années pendant lesquelles le stock maximum de gaz est resté stable. Le puits B-081 (au sud) est utilisé comme référence pour identifier les différentes profondeurs du plan d'eau simulées par translation verticale (figure 3).

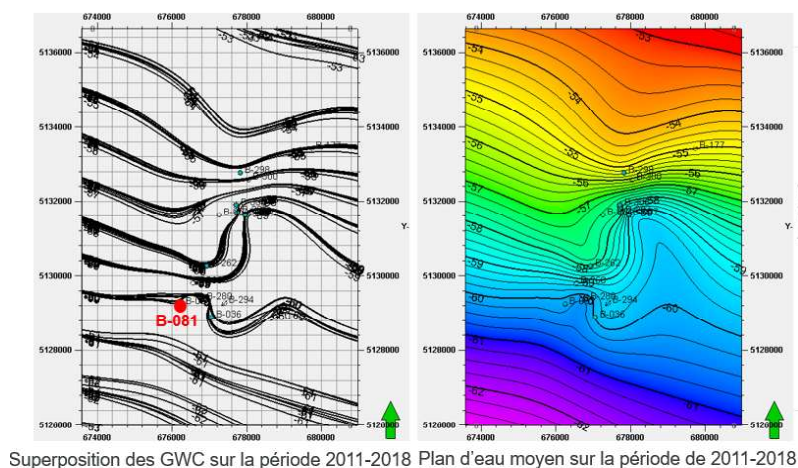


Figure 3 : Calcul du plan d'eau moyen de référence et position du puits de référence B-081.

Les cartes des hauteurs poreuses en gaz ont été générées à partir du modèle géologique pour des positions simulées de plan d'eau au puits B-081 à -62 m/mer. Pour rappel, -62 m/mer est la cote du contact gaz/eau qui avait initialement été estimé dans le sud du gisement de gaz avant sa mise en production.

3.1.2. Bilan matière (P/Z)

Le volume initial a été estimé à partir des mesures de pressions issues de différentes sources fournies par Intragas. L'analyse P/Z indique un volume initial de gaz initial de 100 Mm³, en ligne avec le calcul volumétrique effectué à partir du modèle géologique.

3.1.3. Evolution du stock

Le graphique suivant (figure 4) présente l'évolution de volume de gaz dans le réservoir en fonction de la position du contact Gaz-Eau au puits B-081 :

- En points bleus «modèle géologique » est l'inventaire en Mm³ avec un Bg Moyen 0.145 et une Saturation 0.85 et qui correspond à un inventaire théorique estimé à partir des volumes obtenus à partir du modèle géologique.
- En points oranges, le volume de gaz total obtenu pendant la période de stockage à partir du modèle réservoir construit avec le simulateur IMEX de CMG. Le point violet correspond au volume de gaz originel (« Estimation pre-blowout »), et le point rouge correspond à la référence après le blowout (« Référence post-blowout », d'après l'estimation officielle du volume produit pendant le blowout initial).
- En croix grises, l'inventaire d'Intragaz. Celui-ci correspond à l'inventaire du modèle IMEX, mais translaté de 15 Mm³ vers le bas car le volume originel de référence est de 85 Mm³ pour Intragaz alors que le modèle s'appuie sur le volume de 100 Mm³ obtenu à partir de l'analyse P/Z et de l'analyse volumétrique à partir du modèle géologique.

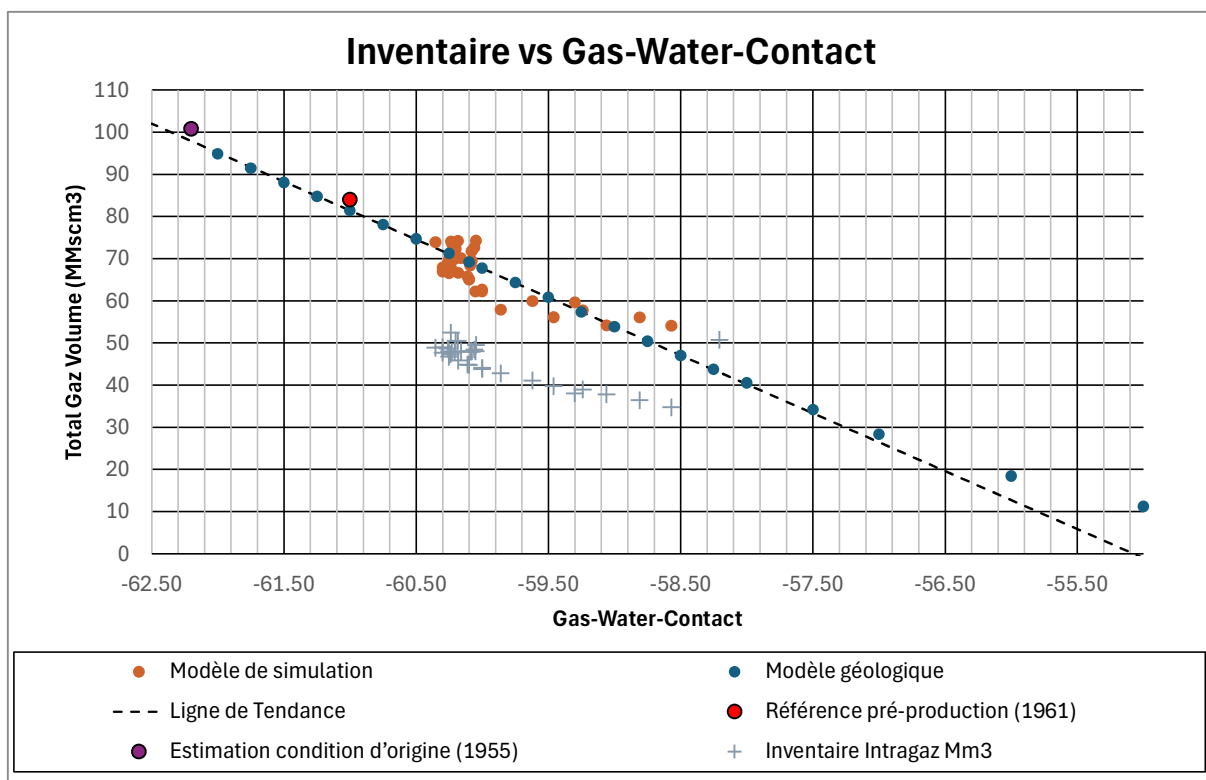


Figure 4 : Evolution de l'inventaire en fonction de la position du contact Gaz-Eau au puits B-081.

Nous pouvons remarquer la cohérence entre l'inventaire obtenu à partir des volumes calculés à partir du modèle géologique (points bleus) et les volumes obtenus à partir du modèle réservoir de simulation (points oranges).

4. MODELISATION

4.1. Modélisation géologique

Le modèle géologique créé sous Petrel a été utilisé dans le simulateur d'écoulement réservoir IMEX de la société CMG. Le modèle a 5 couches avec des mailles 200x200m contenant 7978 cellules avec une épaisseur de chaque couche variant de 1 à 2 m dans la zone principale du stockage. Ces mailles ont ensuite été remplies par des propriétés physiques (argilosité, porosité) estimées par krigeage à partir de l'analyse des logs de 32 puits pour l'argilosité (figure 5) et de 25 puits pour la porosité. Un cube de porosité utile a été généré en prenant un cut-off de 35% sur l'argilosité (figure 6).

La perméabilité (figure 7) a été estimée en appliquant une loi porosité/perméabilité globale basée sur des analogues de réservoirs sablo-gréseux (en particulier les stockages opérés par Storengy).

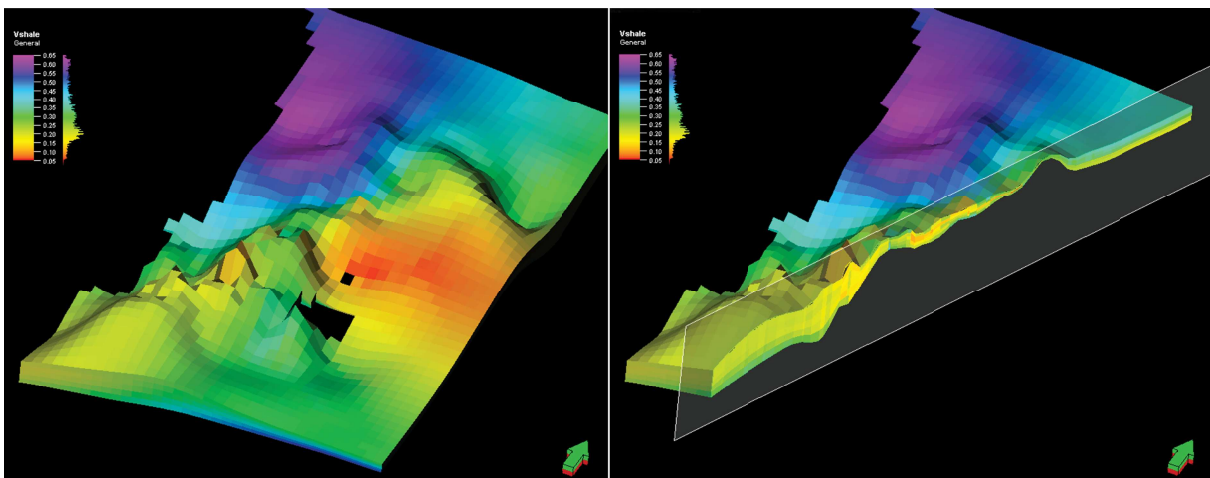


Figure 5 : Distribution de l'argilosité dans le modèle 200x200m.

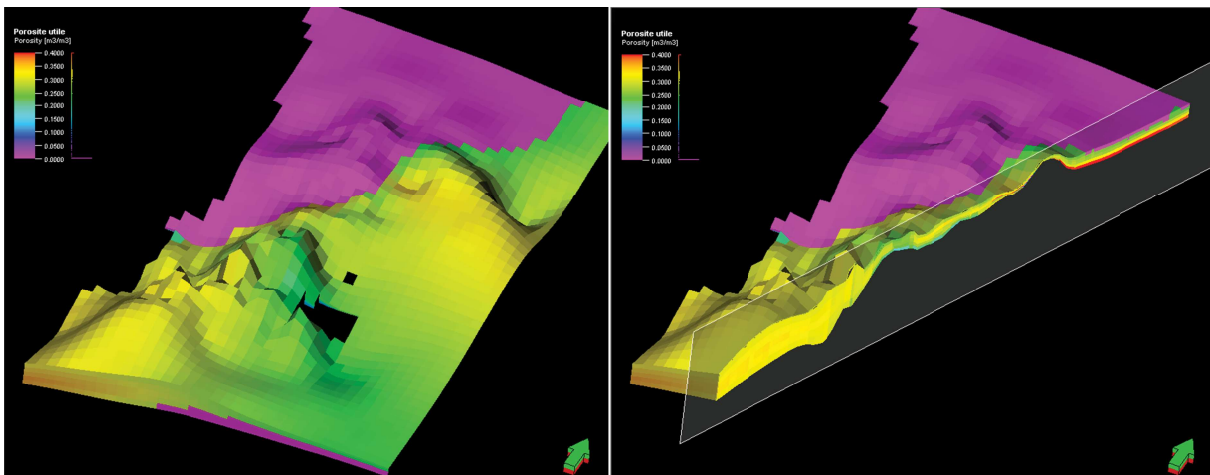


Figure 6 : Distribution de la porosité utile dans le modèle 200x200m. Les cellules en violet ont une argilosité (Vshale) > 35%.

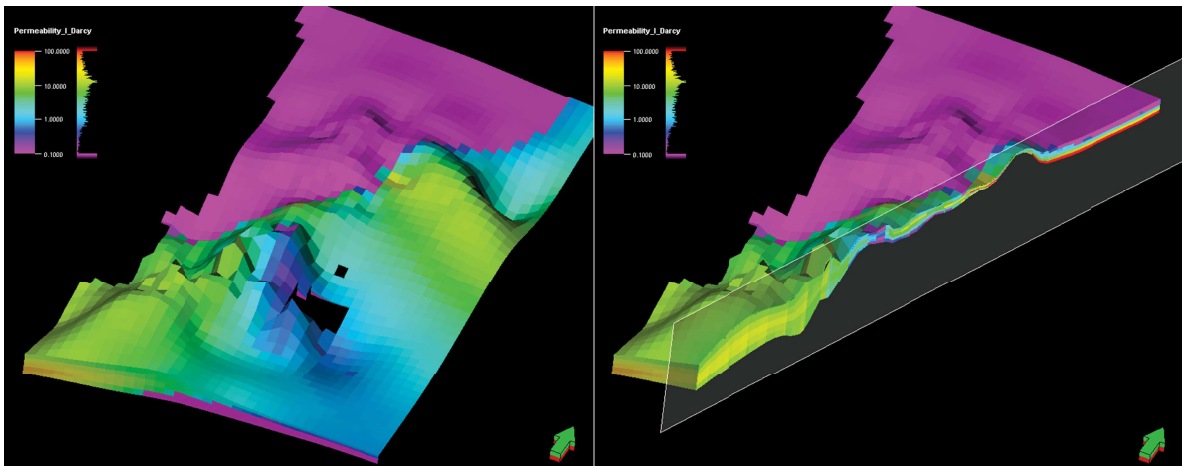


Figure 7 : Distribution de la perméabilité dans le modèle 200x200m.

4.2. Modélisation Réservoir

La date de début de simulation est fixée au 01/01/1930 pour laisser le temps au modèle de s'équilibrer avant le début de la mise en exploitation.

L'ensemble des 102 puits a été importé dans le modèle. Les puits inactifs ont été par la suite désactivés pour alléger le modèle.

Afin de limiter le nombre de cellules pour rester dans des temps de calculs raisonnables, le modèle a un maillage de 200 x 200 m. Le maillage a été raffiné à 100 x 100 m dans la zone principale du stockage afin d'obtenir le meilleur compromis entre temps de calcul raisonnable et précision de la modélisation des écoulements autour des puits.

La grille est divisée en 36 cellules sur l'axe I, 53 cellules sur l'axe J et 5 couches verticales (axe K). Le modèle comporte 6826 cellules actives.

Le modèle réservoir de Pointe-du-Lac est un modèle « Black-Oil » et les propriétés du gaz naturel de Pointe-du-Lac ont été utilisées pour générer les propriétés PVT du gaz.

4.2.1. Initialisation du modèle réservoir

L'initialisation du contact incliné gaz/eau du modèle de Pointe-du-Lac a été réalisée en divisant le site en 5 régions différentes, chacune initialisée avec un contact ayant une profondeur différente afin de reproduire l'inclinaison du contact observée (figure 8).

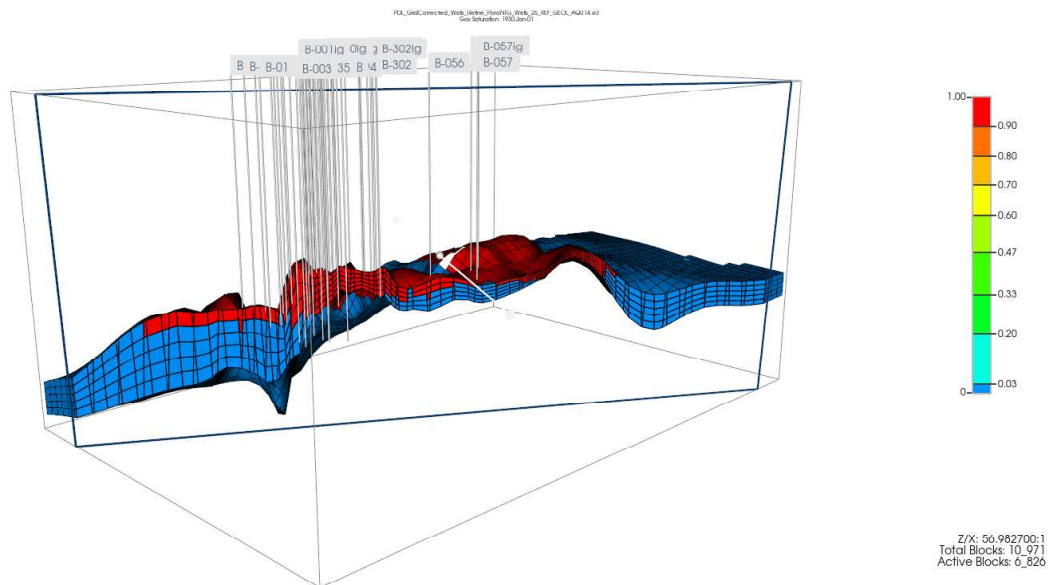


Figure 8 : Coupe du modèle de Pointe-du-Lac à l'état initial avec son plan d'eau incliné (Saturation en Gaz)

4.2.2. Historique de production et calage du modèle réservoir

Les historiques de production et d'injection ont été fournis par Intragaz pour le contrôle des puits, à la fois sur la période d'exploitation et de stockage. Pour la période de calage, les débits historiques ont été imposés pour le calage des données de pression.

Le modèle réservoir de Pointe-du-Lac construit à partir du modèle géologique a été modifié progressivement jusqu'à obtenir un calage satisfaisant des mesures de pressions. Le calage a été effectué sur la partie pré-stockage (1955-1990) sur 24 puits et sur la partie Stockage (1990-2024) sur 22 puits. Contrairement aux modèles précédents, le volume initial correspondant à l'analyse P/Z a été conservé (100 Mm³). Ceci nous a permis d'éviter d'ajouter artificiellement du gaz non-mobile pour

améliorer le calage comme dans le modèle de PHH de 2010 (le volume initial du modèle avait été réduit à 85 Mm³ pour correspondre au volume administratif).

L'historique de débits a été imposé aux puits aussi bien pendant la période d'exploitation que pendant la période de stockage en injection et en soutirage. Suite aux modifications des propriétés pétrophysiques (porosité, net-to-gross et perméabilités I & J), l'historique de débits a pu être satisfait (figure 9) ainsi que le calage des mesures de pression (figure 10 et figure 11). La profondeur initiale du plan d'eau incliné a par la suite été ajustée pour obtenir le meilleur calage de la production d'eau.

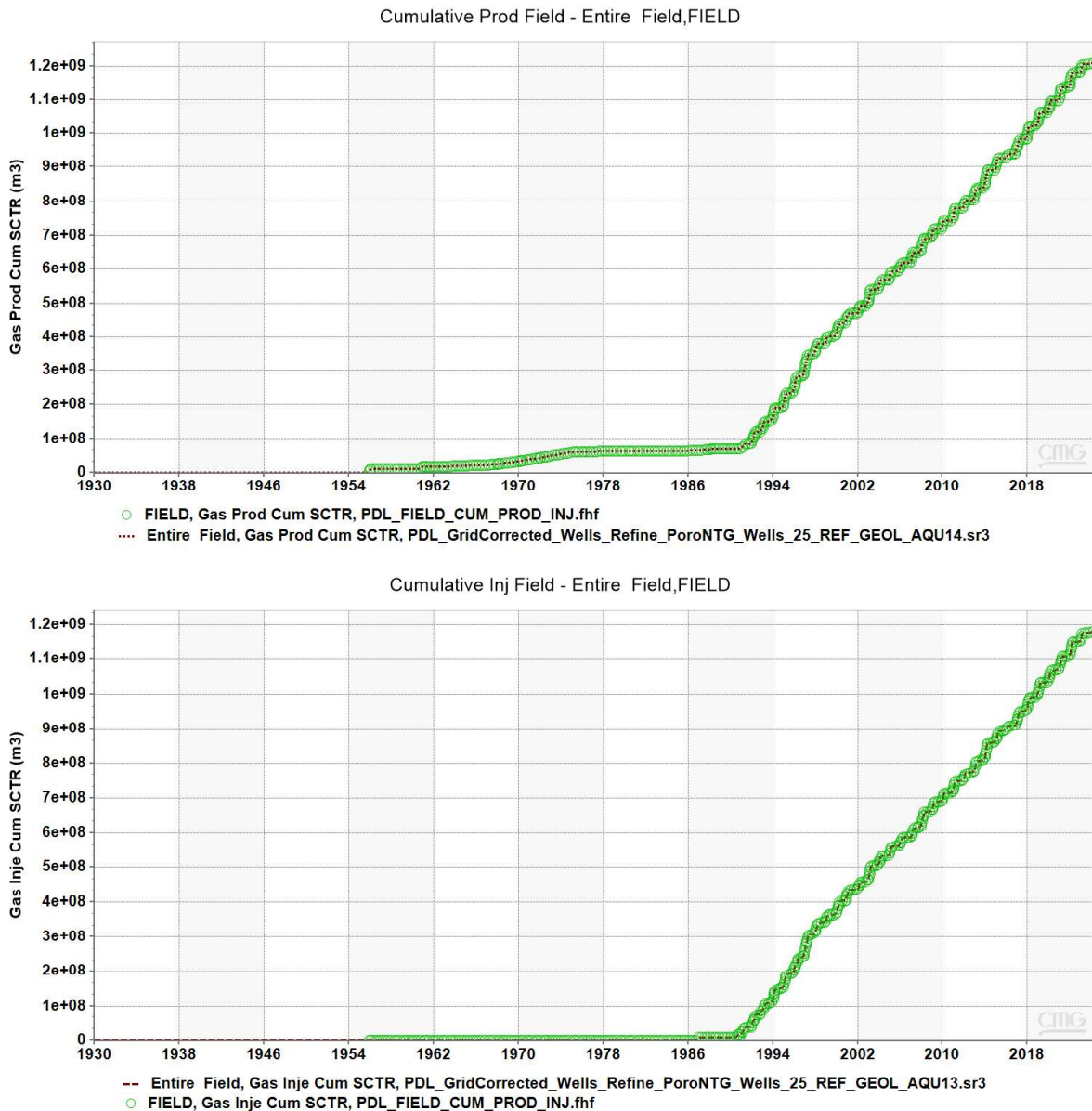


Figure 9 : Vérification du calage des débits cumulés injectés (en bas) et soutirés (en haut) : les contraintes en débit imposées au modèle ont bien été respectées tout au long de la simulation

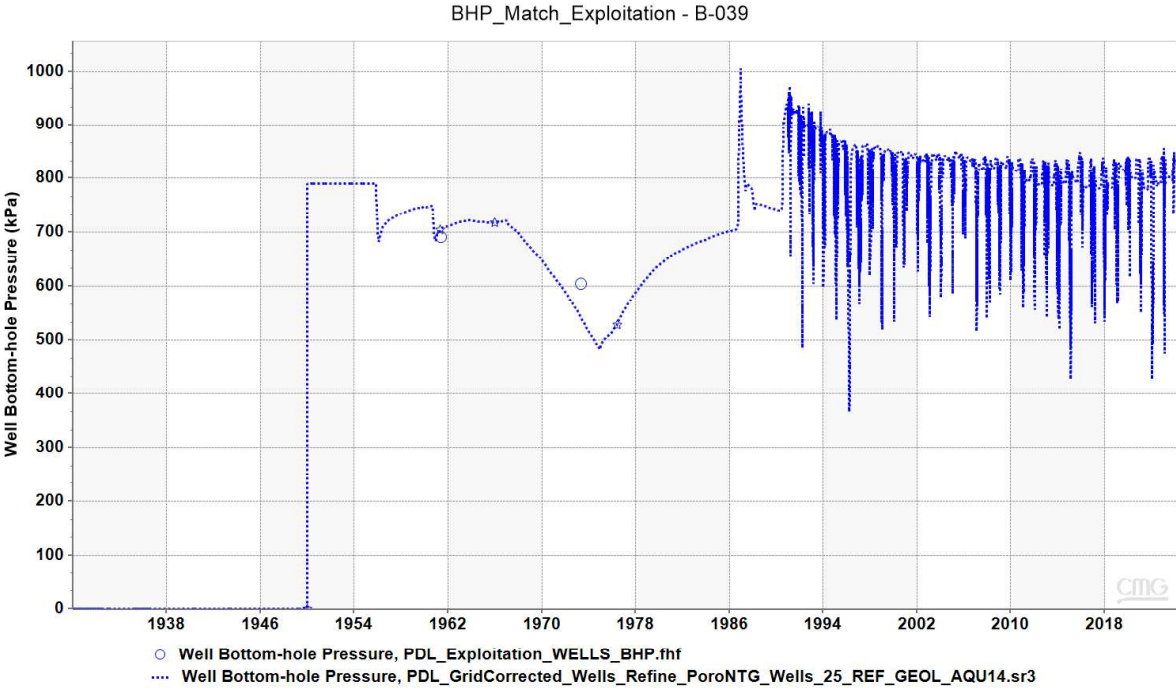


Figure 10: Calage en pression au puits durant la phase de production au puits B039 (ronds bleus : pressions mesurées – pointillé bleu : pression simulée)

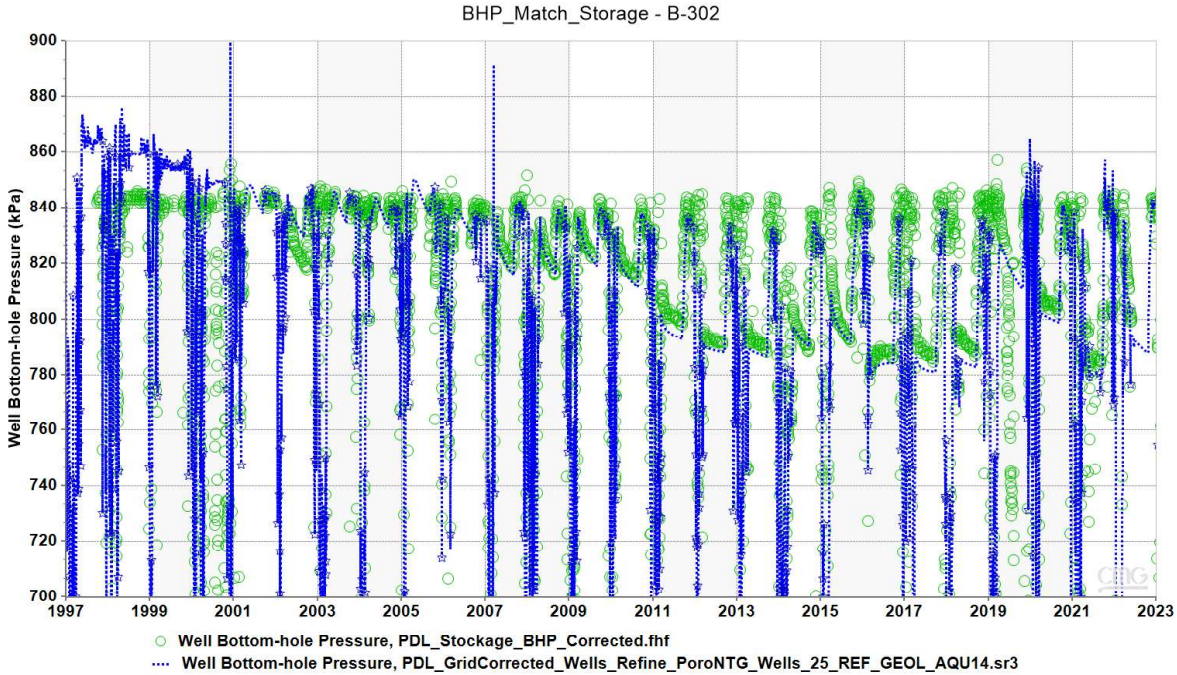


Figure 11:: Calage en pression pour la période de stockage au puits B302 corrigé pour la production d'eau. il s'agit du meilleur compromis entre calage en pression et calage de la production d'eau.

5. SIMULATION

L'objectif du modèle de simulation du réservoir était de prédire le comportement futur du réservoir afin de répondre aux objectifs d'une augmentation de la capacité du site, soit 2,4 Mm³/j en sortie de stockage. Les paramètres de modélisation considèrent la capacité de compression permettant ce volume.

En intégrant la consommation de gaz des compresseurs de (4% de 2,4Mm³/j), un débit de 2,5 Mm³ est nécessaire en sortie puits pour obtenir 2,4 Mm³/j en sortie de stockage.

La prédiction du cas de référence représente la prévision de production à partir de la zone de stockage existante. La capacité maximale du champ a été estimée sur la base du modèle réservoir IMEX (CMG) ajusté à l'historique.

5.1. Cas à 2,4 Mm³/j

Le modèle réservoir numérique développé sous IMEX (CMG) a été utilisé en prédiction pour évaluer la performance du stockage suite aux améliorations de la performance prévues. Pour ce Cas de Base, nous avons imposé un plateau à 2,5 Mm³/j en sortie puits, débit qui correspond à un débit de 2,4 Mm³/j en sortie de stockage en déduisant la consommation de gaz des compresseurs (4% de 2,4 Mm³/j).

La figure ci-dessous (figure 12) présente les résultats en débit. Grâce au raccordement des 3 puits envisagé, le plateau de 2,5 Mm³/j peut être maintenu pendant au moins 4 jours.

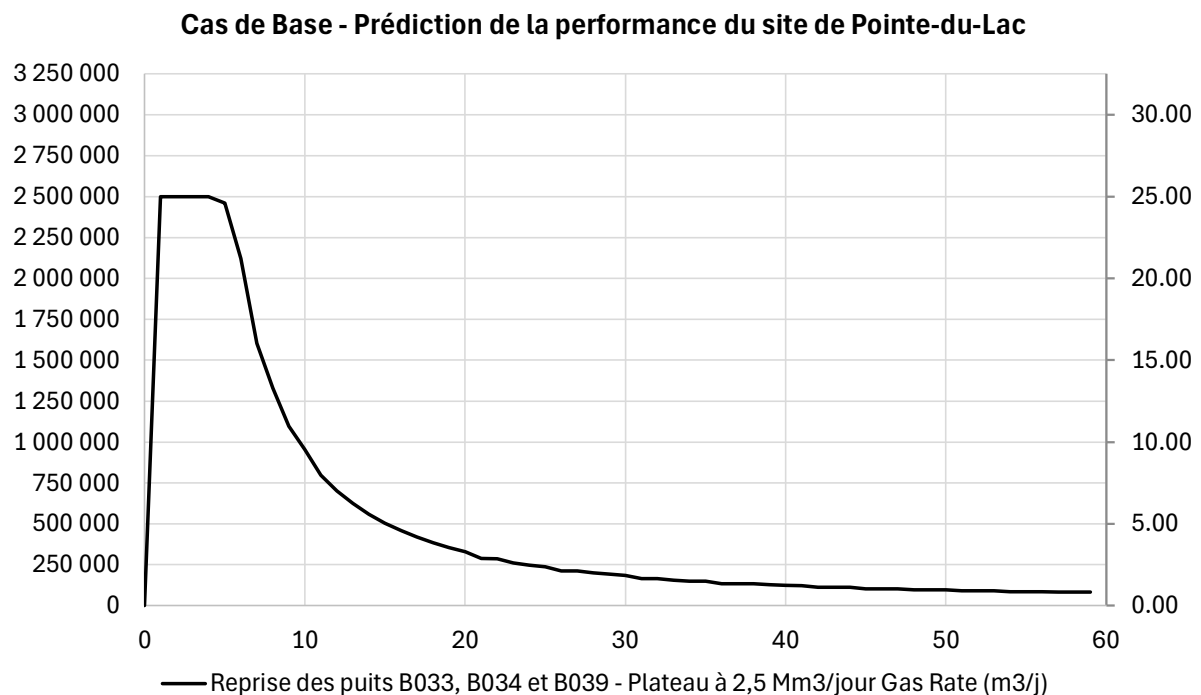


Figure 12 : Prédiction de la performance du site de Pointe-du-Lac pour un plateau à 2,5 Mm³/j.

5.2. Cas avec 10% de marge

Afin de garder une marge de manœuvre opérationnelle, un scénario prenant en compte 10% de marge de sécurité a été simulé en mode prédictif avec le simulateur réservoir. Ce cas est identique au cas de base, à l'exception du débit du plateau de production imposé, qui a été augmenté de 2,50 Mm³/j à 2,75 Mm³/j.

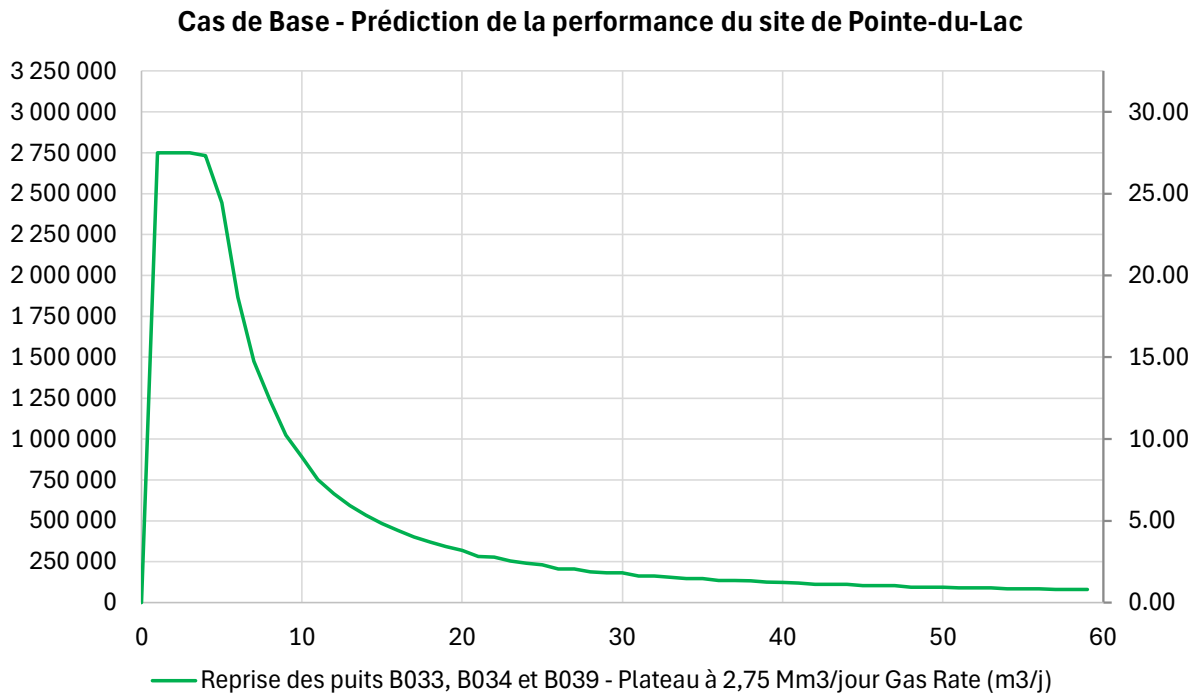


Figure 13 : Prédiction de la performance du site de Pointe-du-Lac pour un plateau à 2,75 Mm³/j.

Ce cas démontre que le scénario d'augmentation des capacités proposé par Intragaz avec le raccordement de 3 puits existants permet de tenir un débit de gaz incluant 10% de marge pendant quasiment 4 jours. Ce scénario démontre la robustesse des améliorations proposées face à de potentiels risques d'exploitation lié au comportement du réservoir. Par ailleurs, l'historique de stockage de gaz de plus de 30 ans sur le site de Pointe-du-Lac confirme la fiabilité des mécanismes réservoir, confiance également renforcée par la bonne modélisation de l'historique de pression par le modèle IMEX de CMG.

6. CONCLUSIONS

Storengy a étudié et modélisé en détail le site de Pointe-du-Lac, son environnement géologique et ses mécanismes réservoir. Résultat de ces travaux, le modèle réservoir numérique de Pointe-du-Lac intègre l'ensemble de cette compréhension en géoscience et a démontré sa capacité à prévoir le comportement du site, notamment l'évolution de sa pression en fonction des débits mesurés.

Les capacités du site d'Intragaz sont actuellement limitées à 2,0 Mm³/j compte tenu de la capacité des compresseurs actuellement installés. Ce modèle réservoir numérique a été utilisé pour l'optimisation prévue de Pointe-du-Lac pour augmenter la capacité en débit de 2,0 Mm³/j à 2,4 Mm³/j en sortie de stockage considérant l'ajout d'un compresseur permettant un ajout de 400 000m³/j. Les profils d'injection/soutirage fournis à Storengy par Intragaz ont été utilisés pour l'étude.

Suite à l'ensemble de ces études, Storengy a conclu :

1. Avec la reprise des 3 puits prévus (B033, B034 et B039), le stockage a la capacité de maintenir un débit à 2,5 Mm³/j (2,4 Mm³/j livrés) pendant au moins 4 jours. La reprise de ces 3 puits va également permettre d'augmenter la performance pendant la phase d'injection, en augmentant le débit maximum d'injection ;
2. Le risque de performance du réservoir a été évalué en incluant un cas avec une marge de sécurité de 10% (débit à 2,75 Mm³/j) qui a montré que le stockage a la capacité de maintenir ce débit plus élevé pendant quasiment 4 jours, confirmant la robustesse de la performance réservoir. Tel que proposé, l'optimisation du site de Pointe-du-Lac permettra à Intragaz de fournir un débit de 2,4 Mm³/j en sortie de stockage pendant au moins 4 jours, avec une marge de manœuvre suffisante ;
3. L'historique d'exploitation de stockage de gaz de plus de 30 ans et les travaux passés d'augmentation de la capacité du stockage par ajout de compression couronnés de succès, confirment la fiabilité opérationnelle d'une augmentation à 2,4 Mm³/j en sortie de stockage proposé par Intragaz.

Au cours de cette étude, la position du plan d'eau a été intégré au modèle et met en lumière certains éléments :

4. Le contact incliné du site de Pointe-du-Lac joue un rôle important dans le contrôle du volume de la bulle de gaz. Par conséquent, le maintien ou l'ajout de toute mesure complémentaire de la profondeur du contact gaz-eau permettrait d'assurer, voir d'améliorer la bonne gestion du stockage et la compréhension de son comportement.
Etant donné la faible densité d'information géologique dans la zone nord du site de Pointe-du-Lac, l'acquisition de données géophysiques supplémentaires permettrait de préciser l'évolution de la structure du réservoir dans cette zone et de circonscrire la position du plan d'eau .

D'après les spécificités du site de Pointe-du-Lac, l'optimisation proposée est donc réaliste dont l'impact sur la performance est confirmé par le modèle réservoir.