PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 10, NUMÉRO 4 2022

RÉDACTEURS EN CHEF

M. Rowland J. Harrison, c.r., LLB, LLM, Conseiller en règlementation de l'énergie, Calgary

M. Gordon E. Kaiser, BA, MA, JD, Arbitre, JAMS Toronto, Washington DC

SUPPORTERS

L'honorable David M. Brown, BA, JD, LLM, Juge, Court d'appel de l'Ontario

M. Scott Hempling, BA, JD, Professeur adjoint, Georgetown University Law Center, Juge de droit administratif, Federal Energy Regulatory Commission

M. Mark A. Jamison, BSc, MSc, PhD, Directeur, Public Utility Research Center, University of Florida

M. William Lahey, BA, LLM, Professeur, Schulich School of Law, Dalhousie University

M. Peter Ostergaard, BA, MA, ancien Président, BC Utilities Commission, Vancouver

M. André Plourde, BA, MA, PhD, Professeur titulaire, Faculty of Public Affairs, Carleton University

M. Mark J. Rodger, BA, LLB, Associé senior, Borden Ladner Gervais, Toronto

M. Lawrence E. Smith, c.r., BA, LLB, MA, Associé, Bennett Jones, Calgary

M. C. Kemm Yates, c.r., BA, JD, Arbitre et Avocat-conseil, Western Arbitration Chambers, Calgary

COLLABORATEURS 2022

Mme. Bukola Agbede, LLB, LLM, Stagiaire, Osler, Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

M. Kenneth A. Barry, ancien Conseiller en chef de l'énergie, Reynolds Metals Co., Richmond, VA, ancien Avocat-conseil, Réglementation de l'énergie, Hunton Andrews Kurth, Washington, DC

M. Neil Campbell, HBA, JD, MBA, SJD, Associé, McMillan LLP, Toronto

M. Brett Carlson, BA, JD, Avocat, Borden Ladner Gervais LLP, Calgary

Mme. Tori Chiu, BComm, JD, Stagiaire, Blake, Cassels & Graydon LLP, Calgary

M. Michael Cleland, BA, MPL, Professionnel en résidence, Énergie Positive, Université d'Ottawa

Mme. Taylor Farrell, BMSc, MSc, JD, Avocate, McMillan LLP, Ottawa

Mme. Monica Gattinger, BComm, MA, PhD, Professeure, Directrice, Institut de recherche sur la science, la société et la politique publique, Présidente, Énergie Positive, Université d'Ottawa

M. John Gormley, BA, JD, Avocat, Osler, Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

M. Matt Hammer, BA, JD, Avocat, Blake, Cassels & Graydon LLP, Calgary

Mme. Matti Lemmens, BA, LLB, Associé, Borden Ladner Gervais LLP, Calgary

Mme. Roark Lewis, BA, JD, Avocat, Borden Ladner Gervais LLP, Vancouver

M. David Morton, BASc, P. Eng., Président et directeur général, British Columbia Utilities Commission

M. David J. Mullan, LLM, Professeur émérite, Faculté de droit, Queen's University

Mme. Paula Olexiuk, BComm, LLB, Associée, Osler, Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

M. Lars Olthafer, BASc, LLB, Associé, Blake, Cassels & Graydon LLP, Calgary

M. Aidan Paul, BA, JD, Stagiaire, Borden Ladner Gervais LLP, Calgary

M. William Pellerin, BComm, JD, Associé, McMillan LLP, Ottawa

M. Andrew Roman, avocat plaideur à la retraite

M. Jacob Roth, BA, BSc, JD, Stagiaire, Blake, Cassels & Graydon LLP, Calgary

Mme. Chidinma B. Thompson, LLB, LLM, PhD, FCIArb, Associé, Borden Ladner Gervais LLP, Calgary

Mme. Laura M. Wagner, BSc (Eng), JD, Avocate, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

M. Robert Warren, BA, BA, LLB, ancien Associé, WeirFoulds LLP, Toronto

M. Daniel Watt, BA, LLB, Associé, McInnes Cooper, Halifax

Mme. Lucia Westin, BA, BCL, LLB, Avocate, McInners Cooper

M. Rick Williams, BA, LLB, Associé, Borden Ladner Gervais LLP, Vancouver

M. Benedict S. Wray, LLB, MA, PhD, LLM, Avocat, Borden Ladner Gervais LLP, Ottawa

M. David V. Wright, BA, MA, JD, LLM, Professeur adjoint, University of Calgary

ÉNONCÉ DE MISSION

La mission de la publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie consiste à offrir une tribune pour des débats et des discussions sur des questions concernant les industries réglementées du secteur énergétique au Canada, notamment des décisions de tribunaux de réglementation, des actions législatives et politiques associées, ainsi que des initiatives et des mesures adoptées par des sociétés réglementées et des intervenants. Cette publication se veut équilibrée par rapport au traitement des différents dossiers. Les auteurs sont tirés d'une liste de personnes aux antécédents variés, reconnues comme des chefs de file dans le domaine des industries énergétiques réglementées et dont la contribution à cette publication exprimera leurs points de vue indépendants à l'égard de ces enjeux.

POLITIQUE RÉDACTIONNELLE

Cette publication trimestrielle est publiée par l'Association canadienne du gaz (ACG) dans le but de favoriser une meilleure compréhension des questions et des tendances en matière de réglementation dans le secteur de l'énergie au Canada.

Les rédacteurs administratifs travailleront avec l'ACG pour déterminer des thèmes et des sujets pour chaque point d'intérêt, rédigeront des textes éditoriaux, sélectionneront des collaborateurs et réviseront leurs articles pour s'assurer de l'uniformité du style et de la qualité.

L'équipe de cette publication trimestrielle conservera une « liste » de collaborateurs qui seront appelés à prêter leur nom et leur collaboration à cette publication. Les personnes apparaissant sur la liste peuvent être invitées par les rédacteurs administratifs à écrire des articles sur des thèmes particuliers ou peuvent proposer leur collaboration selon leur propre initiative. De temps à autre, d'autres personnes peuvent également être invitées à rédiger des articles. Certains collaborateurs peuvent avoir représenté des parties ou encore y avoir été associés dans un dossier sur lequel ils formulent un commentaire. Le cas échéant, une note de bas de page sera ajoutée par les rédacteurs à cet effet. Les rédacteurs administratifs se réservent la responsabilité de sélectionner les sujets à publier.

Le contenu de fond des articles individuels est à l'unique responsabilité des collaborateurs.

Par souci d'offrir une tribune pour des débats et des discussions, l'équipe de cette publication trimestrielle invite les lecteurs à émettre leurs commentaires sur les articles publiés et invite également les collaborateurs à réagir, le cas échéant. Les commentaires et les réactions seront publiés sur le site Web de la publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie (www.energyregulationquarterly.ca).

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Éditorial 6

Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser

ARTICLE

Les contrats d'achat d'énergie renouvelable d'entreprises : L'histoire d'une réussite en Alberta..... 7

Paula Olexiuk, John Gormley, et Bukola Agbede

Faire monter la température : Une nouvelle directive fait progresser le développement géothermique de l'Alberta 13

Lars Olthafer, Matt Hammer, Jacob Roth, et Tori Chiu

WEBINAIRE

L'obligation de divulguer des renseignements aux organismes de réglementation de l'énergie au Canada et aux États-Unis 19

Energy Bar Association

RECENSION

The Wolfberry Chronicle retrace l'ascension d'une petite entreprise pétrolière texane, de la misère au succès 20

Kenneth A. Barry

ÉDITORIAL

Rédacteurs en chef

Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser

L'expansion de l'industrie énergétique de l'Alberta au-delà de sa base d'hydrocarbures se poursuit à un rythme soutenu. Les auteurs de l'article principal du présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* affirment que « l'Alberta est le territoire canadien qui connaît la croissance la plus rapide du point de vue du développement de l'énergie renouvelable ». L'Alberta Electric System Operator indique que 14 % de l'électricité de la province est maintenant produite par des sources d'énergie renouvelables.

Dans « Les contrats d'achat d'énergie renouvelable d'entreprises : L'histoire d'une réussite en Alberta », les auteurs attribuent le rôle de l'Alberta en tant que « chef de file national dans le domaine de l'énergie renouvelable » à plusieurs facteurs, dont un marché de gros déréglementé unique en son genre, des incitatifs gouvernementaux et une abondance d'acheteurs d'électricité. La récente promulgation de la *Electricity Statutes (Modernizing Alberta's Electricity Grid) Amendment Act, 2022* (projet de loi 22) et l'attente de modifications connexes à son règlement devraient favoriser la croissance soutenue du développement des énergies renouvelables.

La poursuite de la diversification dans la production d'électricité en Alberta pourrait découler de l'ajout récent d'un élément clé du cadre réglementaire qui favorise le développement d'installations de production d'électricité commerciale géothermique dans la province. Contrairement à certaines sources d'énergie renouvelable, l'énergie géothermique peut servir d'énergie de base et pourrait donc jouer un rôle important dans la production d'électricité à l'avenir. Dans « Faire monter la température : Une nouvelle directive fait progresser le développement géothermique de l'Alberta », les auteurs examinent la publication de la directive 089 de l'Alberta Energy Regulator, intitulée *Requirements for Geothermal Resource Development* (exigences relatives au développement des ressources géothermiques). Toutefois, des incertitudes réglementaires subsistent à ce sujet.

Dans le deuxième numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* publié plus tôt cette année, nous avons annoncé que nous étions en train d'officialiser la pratique consistant à fournir des liens vers des webinaires précis qui pourraient intéresser notre lectorat. Le présent numéro comprend donc un lien vers un récent webinaire intitulé L'obligation de divulguer des renseignements aux organismes de réglementation de l'énergie au Canada et aux États-Unis, parrainé par la section canadienne de l'Energy Bar Association.

Le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* se termine par un examen du livre intitulé *The Wolfberry Chronicles and Other Permian Basin Tales from the Henry Oil Company*, de Gregory Berkhouse. Cet ouvrage ne se limite pas qu'à l'histoire de la réussite d'une entreprise intermédiaire d'exploration et de production ainsi que de son fondateur, Jim Henry. Henry Oil a joué un rôle central dans le développement moderne du procédé de fracturation — en fabricant « un meilleur piège à souris » [traduction] — qui est maintenant omniprésent dans ce domaine, ce qui a entraîné la résurgence de la production pétrolière aux États-Unis au cours des dernières décennies. ■

LES CONTRATS D'ACHAT D'ÉNERGIE RENOUVELABLE D'ENTREPRISES : L'HISTOIRE D'UNE RÉUSSITE EN ALBERTA[1]

*Paula Olexiuk, John Gormley, et Bukola Agbede**

L'Alberta est le territoire canadien qui connaît la croissance la plus rapide du point de vue du développement d'énergie renouvelable. Au cours de la dernière décennie, la province s'est imposée comme un chef de file national dans le domaine de l'énergie renouvelable en raison : (i) de la force de ses ressources éoliennes et solaires, (ii) de son marché déréglementé unique de production d'électricité en gros, (iii) des stimulants gouvernementaux offerts dans le cadre du régime *Technology Innovation and Emissions Reduction*[2] (TIER) axé sur le marché et (iv) de l'abondance d'acheteurs d'électricité. Le projet de loi 22 intitulé *Electricity Statutes (Modernizing Alberta's Electricity Grid) Amendment Act, 2022*[3] (projet de loi 22) a reçu la sanction royale en Alberta plus tôt cette année et ses dispositions novatrices devraient soutenir la croissance continue du développement de l'énergie renouvelable dans la province lorsqu'il entrera en vigueur à la fin de 2022 ou au début de 2023, en même temps que les changements connexes aux règlements.

Les promoteurs, les acheteurs et les autres participants du marché des énergies renouvelables doivent être conscients des principaux événements suivants dans l'industrie de l'énergie renouvelable de l'Alberta.

1) CROISSANCE DE LA DEMANDE DE CONTRATS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ DE LA PART D'ACHETEURS PRIVÉS

L'activité du marché des contrats d'achat d'électricité (CAE) privés en Alberta a considérablement augmenté au cours des dernières années, en tant que stratégie utilisée par de nombreux acheteurs pour atteindre leurs objectifs environnementaux, sociaux et de gouvernance d'entreprise (ESG). Le marché des CAE de l'Alberta est demeuré actif tout au long de la pandémie de la COVID-19, malgré la réduction de la consommation d'électricité et une courbe de prix à terme de l'électricité déprimée au cours de cette période.

---

[1] Cet article est une version révisée de l'article de Paula Olexiuk, Jesse Baker et Dana Saric, « Projets d'énergie renouvelable en Alberta en 2021 : cinq choses à savoir », (8 décembre 2020), en ligne : *Osler* <www.osler.com/fr/ressources/reglements/2020/projets-d-energie-renouvelable-en-alberta-en-2021-cinq-choses-a-savoir>.

* Paula Olexiuk est associée du groupe du droit des sociétés d'Osler et coprésidente du groupe de pratique du droit de la construction et des infrastructures du cabinet. La pratique de Paula se concentre sur la construction, le développement, l'acquisition et le dessaisissement des projets des domaines de l'énergie et de l'infrastructure au Canada et à l'étranger.

John Gormley est avocat dans le groupe Affaires réglementaires, de l'environnement, des Autochtones et de la gestion du territoire d'Osler. Il se spécialise dans les questions relatives à l'environnement, à la réglementation et au droit autochtone qui ont une incidence sur les projets de développement des ressources naturelles et de l'énergie.

Bukola Agbede est stagiaire au bureau d'Osler à Calgary. Avant de se joindre à Osler, elle a fait un stage au service de financement des entreprises de la Commission des valeurs mobilières de la Colombie-Britannique et a pratiqué le droit des sociétés dans un grand cabinet d'avocats nigérien.

[2] Alta Reg 133/2019.

[3] SA 2022, c 8.

Bien que l'Alberta ait un marché actif de CAE, l'information est limitée, car les transactions privées et bilatérales des CAE ne sont souvent pas divulguées publiquement. Le tableau 1 de l'annexe A ci-dessous présente un certain nombre de transactions privées des CAE annoncées publiquement en Alberta en 2021, nommément des acheteurs des secteurs des télécommunications, de l'énergie et du commerce de détail comme TELUS,[4] Shell Energy,[5] Pembina Pipeline Corporation,[6] Cenovus Energy Inc.,[7] TC Energy[8] et Amazon[9].

Les principaux avantages de la conclusion d'un contrat d'achat d'électricité pour les promoteurs de projets d'énergie renouvelable sont la certitude des revenus et la capacité de financement. Sans CAE, un producteur doit vendre de l'électricité au prix variable du réseau commun de l'Alberta et trouver un acheteur pour les attributs environnementaux, comme les compensations des émissions de carbone (dont le prix varie également). Sans CAE, il peut être difficile d'obtenir le financement nécessaire à la mise en place d'un projet d'énergie renouvelable dans un contexte de volatilité des prix du marché variables et en l'absence de subventions ou d'autres stimulants réglementaires. La demande forte et croissante d'achat d'énergie renouvelable en Alberta par les entreprises au moyen de CAE devrait stimuler la croissance de la production d'énergie renouvelable et se traduire par une forte progression du secteur.

2) LES MARCHÉS PUBLICS : UN ATOUT POUR LES PROJETS, MAIS PAS NÉCESSAIRES

Les acheteurs gouvernementaux sont particulièrement intéressants pour les projets financés hors bilan. Ces projets permettent aux promoteurs d'obtenir de manière fiable un financement par emprunt au niveau du projet sur la base d'un contrat d'achat à long terme avec une contrepartie gouvernementale solvable.

En 2017 et 2018, le *Renewable Electricty Program* (REP) a accéléré le développement de projets renouvelables en Alberta en octroyant des CAE pour 12 projets d'énergie éolienne renouvelable (voir le tableau 2 de l'annexe A ci-dessous), représentant un total de 1 359 mégawatts (MW) de capacité de production nominale renouvelable supplémentaire pour la province. Les responsables du REP ont sélectionné ces projets parmi un groupe de 59 projets pour lesquels des offres ont été soumises (selon les données de l'Alberta Electric System Operator (AESO))[10]. Quatre de ces projets, Whitla Wind, Castle Rock Ridge Wind, Riverview et Windrise, sont déjà en exploitation. Les autres projets sont en cours de développement et beaucoup d'entre eux devraient commencer à fonctionner plus tard cette année[11].

Alberta Infrastructure a également lancé un appel d'offres à l'égard de l'approvisionnement

---

[4] Capital Power, « Fact Sheet | Strathmore Solar » (dernière modification le 20 juillet 2022), en ligne (pdf) : <www.capitalpower.com/wp-content/uploads/2020/12/Strathmore-Solar-Fact-sheet.pdf>.

[5] BluEarth Renewable, « BluEarth Renewables Signs Long-Term Power Purchase Agreement with Shell Energy for Hand Hills Wind Project in Alberta » (8 avril 2021), en ligne : <bluearthrenewables.com/shell-ppa/>.

[6] Transalta, « TransAlta and Pembina Pipeline Announce 100 MW Renewable Power Purchase Agreement and Launch of the Garden Plain Wind Project » (3 mai 2021), en ligne : <transalta.com/newsroom/transalta-and-pembina-pipeline-announce-100-mw-renewable-power-purchase-agreement-and-launch-of-the-garden-plain-wind-project/>.

[7] Cenovus, « Cenovus to buy renewable power from Cold Lake First Nations, Elemental Energy partnership » (22 juillet 2021), en ligne : <www.cenovus.com/News-and-Stories/News-releases/2021/2267275>.

[8] Perimeter Solar Inc., « Canada's Largest Private Power Purchase Agreement Signed between Perimeter Solar and TC Energy » (30 septembre 2019), en ligne (pdf) : <www.cansia.ca/uploads/7/2/5/1/72513707/perimeter_press_release_tc_energy_ci_agreement_09-27-19_rl_final.pdf>.

[9] Gouvernement de l'Alberta, « Lathom Solar Project » (dernière visite le 9 novembre 2022), en ligne : <majorprojects.alberta.ca/details/Lathom-Solar-Project/4423>.

[10] AESO, « REP results » (dernière visite le 9 novembre 2022), en ligne : <www.aeso.ca/market/renewable-electricity-program/rep-results/>.

[11] Capital Power, « Whitla Wind » (dernière visite le 9 novembre 2022), en ligne : <www.capitalpower.com/operations/whitla-wind/>; Enel Green Power, « Castle Rock Ridge Wind Farms » (dernière visite le 9 novembre 2022), en ligne : <www.enelgreenpower.com/our-projects/highlights/castle-rock-ridge-wind-farms>; Gouvernement de l'Alberta, « Windrise Wind Power Project » (dernière visite le 9 novembre 2022), en ligne : <majorprojects.alberta.ca/details/Windrise-Wind-Power-Project/4444>; « Buffalo Atlee Wind Farm 1/2/3/4 » (dernière visite le 9 novembre 2022), en ligne : <buffaloatlee.com>; EDF Renewables, « Cypress (1&2) Wind » (dernière visite le 9 novembre 2022), en ligne : <www.edf-re.com/project/cypress-wind/>; Stirling Wind Project, « About the Stirling Wind Project » (v), en ligne : <stirlingwind.com>; « Jenner Wind Power Project » (dernière visite le 9 novembre 2022), en ligne : <jennerwind.com/>.

en énergie solaire en 2018, qui s'est traduit par l'attribution de trois contrats de 20 ans pour 146 431 mégawattheures (MWh) par an (voir le tableau 3 de l'annexe A ci-dessous)[12]. Les projets d'énergie solaire de Hays et de Jenner ont été achevés par leurs promoteurs respectifs en 2021, et le projet de Tilley devrait être achevé plus tard cette année[13].

Bien que le REP ait permis d'obtenir des prix et des modalités de référence, qui font par ailleurs généralement défaut sur le marché privé des CAE, il a été interrompu en 2019. Fort de son succès, le gouvernement du Canada lui a emboîté le pas et a soumis une demande d'information en avril 2020 indiquant son intention de conclure un ou plusieurs CAE d'une durée de 20 ans visant 200 000 à 280 000 MWh d'énergie renouvelable par an en Alberta. Le 7 janvier 2021, le gouvernement fédéral, par l'intermédiaire de Services publics et Approvisionnement Canada (SPAC), a lancé des demandes de propositions pour acheter de l'électricité propre en Alberta afin d'alimenter les activités fédérales dans cette province[14]. SPAC n'a pas reçu de réponses à ces demandes de propositions avant la clôture de l'appel d'offres en février 2021. Par conséquent, elle cherche à aller de l'avant avec une stratégie d'approvisionnement axée sur le détail, également par le biais d'un processus de demandes de propositions. Dans le cadre de ce nouveau processus d'appel d'offres, SPAC recherche des promoteurs potentiels qui s'engageront à fournir environ 255 000 MWh d'électricité propre par an, à compter du 1er janvier 2023.

Si les marchés publics ont contribué à la croissance de la production d'énergie renouvelable en Alberta, le secteur de l'énergie renouvelable de la province ne dépend pas de ces programmes pour poursuivre sa croissance. La demande devrait plutôt se poursuivre à mesure que : (i) les coûts de production d'énergie renouvelable deviennent de plus en plus compétitifs par rapport aux autres sources de production électrique sur le réseau provincial et (ii) différents types d'investisseurs cherchent à ajouter des actifs d'énergie renouvelable à leurs portefeuilles pour atteindre leurs objectifs ESG. Par exemple, en 2020, Copenhagen Infrastructure Partners a investi dans le projet Travers Solar, dans le sud de l'Alberta, et en 2021, Amazon a signé un CAE pour acheter jusqu'à 400 MW d'électricité du projet. Il s'agira du plus grand projet d'énergie solaire du Canada et l'un des plus grands producteurs d'attributs environnementaux de l'Alberta dans le cadre du régime TIER. Les investisseurs du projet sont prêts à développer la centrale solaire en se basant uniquement sur les revenus des vendeurs et ses promoteurs s'attendent à ce qu'elle soit achevée en 2022[15].

3) MISES À JOUR RÉGLEMENTAIRES, INCERTITUDES ET RISQUES FINANCIERS CONNEXES

Le cadre unique du marché concurrentiel de l'Alberta présente des possibilités et des défis pour les promoteurs. L'engagement pris par le gouvernement de l'Alberta de maintenir un marché exclusivement énergétique et de soutenir des solutions fondées sur le marché a permis de clarifier la situation pour les promoteurs. L'autorisation de l'auto-approvisionnement avec exportation (« auto-approvisionnement »), qui fait référence à la capacité d'une installation à produire sa propre énergie pour son propre usage et à vendre le surplus d'énergie au réseau, présente également une occasion importante pour les producteurs d'énergie renouvelable qui cherchent à établir un partenariat avec les grands consommateurs par la production sur place.

---

[12] Gouvernement de l'Alberta, « Alberta-based solar power on the rise » (15 février 2019), en ligne : <www.alberta.ca/release.cfm?xID=625497BB07A33-C042-927C-E60C5A0CF7F5D8D0>.

[13] Gouvernement de l'Alberta, « Canadian Solar Solutions Solar Plants (Hays, Jenner et Tilley) » (dernière visite le 9 novembre 2022), en ligne : <majorprojects.alberta.ca/details/Canadian-Solar-Solutions-Solar-Plants-Hays-Jenner-and-Tilley/3830>.

[14] Paula Olexiuk et Jessica Kennedy, « Le Canada lance un processus d'achat d'électricité propre en mettant l'accent sur l'énergie solaire en Alberta » (18 janvier 2021), en ligne : *Osler* <www.osler.com/fr/ressources/reglements/2021/le-canada-lance-un-processus-d-achat-d-electricite-propre-en-mettant-l-accent-sur-l-energie-solaire>; Services publics et Approvisionnement Canada, communiqué de presse, « Lancement de demandes de propositions pour l'achat d'électricité propre en Alberta » (7 janvier 2021), en ligne : <www.canada.ca/fr/services-publics-approvisionnement/nouvelles/2021/01/lancement-de-demandes-de-propositions-pour-lachat-delectricite-propre-en-alberta.html>.

[15] La Presse canadienne, « Amazon to purchase power from massive southern Alberta solar farm » *CBC* (24 juin 2021), en ligne : <www.cbc.ca/news/canada/calgary/alberta-amazon-solar-energy-power-vulcan-travers-1.6077152>; Gouvernement de l'Alberta, « Travers Solar Project » (dernière visite le 9 novembre 2022), en ligne : <majorprojects.alberta.ca/details/Travers-Solar-Project/3656>.

L'auto-approvisionnement a gagné en popularité en raison des coûts élevés de connexion au réseau et de la réduction des coûts de production à moyenne échelle. Auparavant, en vertu de l'*Electric Utilities Act*[16] et de l'*Hydro and Electric Energy Act*[17], la production autonome était interdite en Alberta, à l'exception des producteurs appartenant aux municipalités, des petits producteurs d'énergie renouvelable et des centrales de cogénération qui ont obtenu une approbation de la Industrial System Designation (ISD) de l'Alberta Utilities Commission (AUC). En raison de l'intérêt accru pour l'auto-approvisionnement et de l'interdiction largement applicable en vertu de la législation, l'AUC a soumis au ministère de l'Énergie un document de travail sur les considérations relatives à l'auto-approvisionnement en 2019. Ce document et les efforts d'engagement connexes ont donné lieu aux modifications reflétées dans le projet de loi 22, qui permettra un approvisionnement autonome illimité avec exportation lorsque les modifications entreront en vigueur. Le 31 mai 2022, le projet de loi 22 a reçu la sanction royale et il devrait entrer en vigueur à la fin de 2022 ou au début de 2023 pour coïncider avec les modifications connexes au *Transmission Regulation*[18].

Malgré la clarté de la réglementation autorisant l'auto-approvisionnement avec exportation, l'incertitude demeure quant aux taux tarifaires applicables et à certains détails clés du cadre réglementaire de l'Alberta que les organismes de réglementation continuent d'examiner :

- **Tarif de l'AESO :** En 2020-2021, l'AESO a mené des consultations sur les modifications proposées à l'égard de la conception des tarifs de gros et des tarifs régionaux et a soumis une demande officielle de modification des tarifs auprès de l'AUC en octobre 2021. La demande propose également un service d'opportunité de demande modernisé destiné à permettre une plus grande participation au marché des ressources de stockage d'énergie. Les changements proposés par l'AESO sont toujours en cours d'examen par l'AUC, et une décision devrait être prise plus tard en 2022. L'évolution du cadre tarifaire en Alberta a des répercussions directes sur les coûts de raccordement au réseau albertain et demeure donc une source importante de risque financier pour les promoteurs de projets d'énergie renouvelable.

- **Enquête sur le système de distribution :** En 2020, l'AUC a enquêté sur la manière dont le système de distribution de l'Alberta devrait s'adapter à l'évolution du marché. L'AUC a lancé cette enquête en réponse aux progrès rapides de la technologie, comme les compteurs intelligents, le stockage sur batterie et les ressources énergétiques distribuées. À la suite de l'enquête, l'AUC a publié un rapport en 2021 qui traite, entre autres, de la nécessité d'un effort de collaboration entre le gouvernement de l'Alberta, l'AUC, l'AESO, les propriétaires d'installations de distribution d'électricité, les consommateurs et les fournisseurs de technologies de rechange afin d'élaborer un plan à long terme qui soit conforme au cadre stratégique à long terme de l'Alberta. L'AUC a également cerné les obstacles réglementaires entourant l'adoption de ces nouvelles technologies et a indiqué son intention de prendre des mesures. Les résultats éventuels de cette initiative, qui pourraient entraîner des changements réglementaires, politiques et législatifs, pourraient avoir des répercussions importantes sur les projets d'énergie renouvelable, dont beaucoup cherchent à se raccorder au réseau de distribution.

Les organismes de réglementation ont reconnu que ces questions sont essentielles et cherchent à les résoudre avec l'aide des parties prenantes, mais on ne s'attend pas à des certitudes avant plusieurs mois, voire des années.

CONCLUSION

Le marché de l'énergie renouvelable de l'Alberta continue d'offrir des possibilités considérables tant aux promoteurs qu'aux acheteurs. L'expansion de l'activité des CAE dans le secteur privé, les possibilités de marchés publics et la précision accrue de la réglementation grâce aux changements législatifs contenus dans le projet de loi 22 sont autant de facteurs déterminants pour la croissance en 2022 et au-delà. ■

[16] SA 2003, c E-5.1.

[17] RSA 2000, c H-16.

[18] Alta Reg 86/2007.

ANNEXE A

Tableau 1 : Activité des CAE privés annoncés publiquement pour 2020-2021[19]

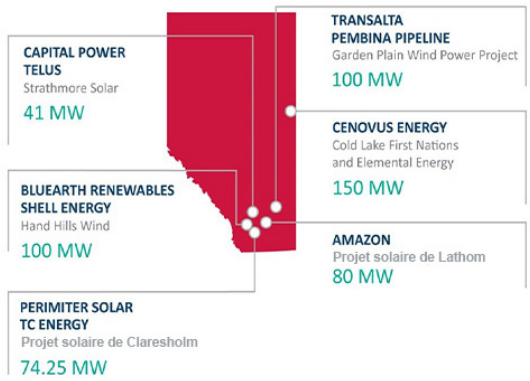
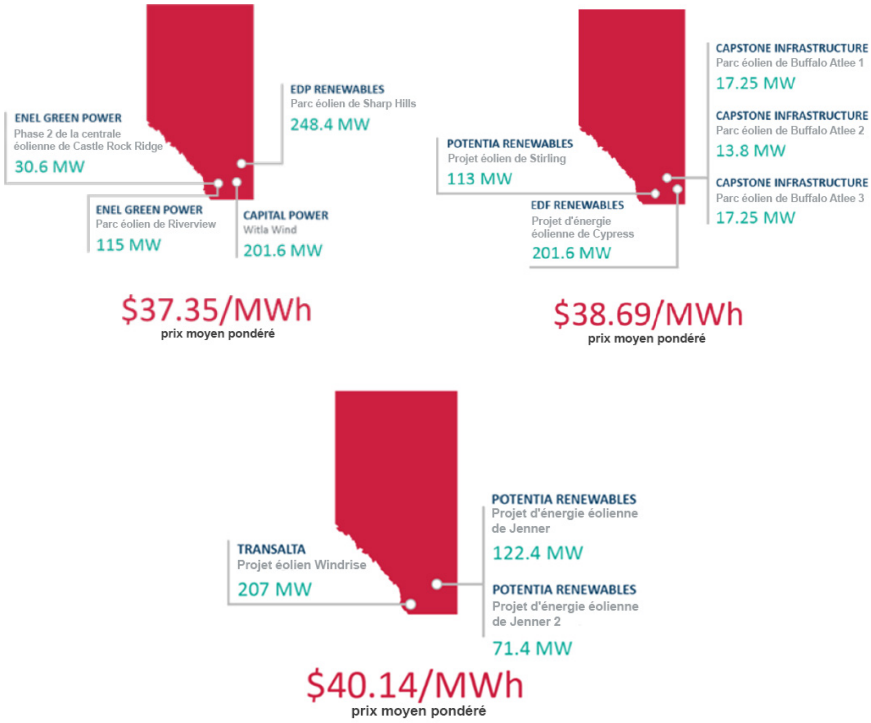
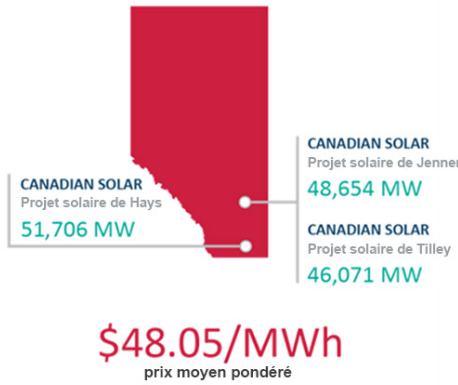


Tableau 2 : Résultats des marchés publics REP du gouvernement de l'Alberta – rondes 1, 2 et 3



[19] Régie de l'énergie du Canada, « Aperçu du marché : Les énergies renouvelables s'ajoutent aux accords d'achat d'énergie d'entreprises en Alberta » (dernière modification le 21 juin 2022) en ligne : <www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/apercu-marches/2022/apercu-marche-les-energies-renouvelables-sajoutent-aux-accords-dachat-denergie-dentreprises-en-alberta.html>.

Tableau 3 : Approvisionnement en énergie solaire du gouvernement de l'Alberta



FAIRE MONTER LA TEMPÉRATURE : UNE NOUVELLE DIRECTIVE FAIT PROGRESSER LE DÉVELOPPEMENT GÉOTHERMIQUE DE L'ALBERTA[1]

*Lars Olthafer, Matt Hammer, Jacob Roth, et Tori Chiu**

Le 15 août 2022, un élément clé manquant du cadre réglementaire pour le développement des installations géothermiques de production d'électricité à des fins commerciales en Alberta a été abordé par la publication de l'Alberta Energy Regulator (AER) Directive 089 : Requirements for Geothermal Resource (Directive)[2]. La directive fournit une orientation sur les exigences

[1] Cet article est une version révisée d'un bulletin publié par Blakes : www.blakes.com/insights/bulletins/2022/powering-up-new-directive-advances-alberta?lang=fr-ca.

* Lars Olthafer conseille et représente des producteurs de pétrole et de gaz en amont, des entreprises de pipelines et du secteur intermédiaire, et des entreprises de production et de transmission d'électricité en matière de conformité réglementaire et environnementale et de processus d'approbation des installations, de droits et de tarifs, de consultation publique et autochtone, et d'acquisition de droits fonciers et de compensation, dans le cadre de projets réglementés tant au niveau provincial que fédéral. Lars comparaît régulièrement devant les conseils et commissions de l'énergie et des services publics en Alberta et en Colombie-Britannique (y compris la Régie de l'énergie du Canada) ainsi que devant tous les niveaux des tribunaux de l'Alberta et devant la Cour fédérale.

La pratique de Matt Hammer est axée sur la réglementation de l'énergie, ainsi que sur les questions de droit environnemental et de droit autochtone. Il agit pour le compte de producteurs de pétrole et de gaz, d'entreprises du secteur intermédiaire et de pipelines, de sociétés minières et d'entreprises de transmission, de distribution et de production d'électricité, notamment dans les secteurs thermique, solaire et éolien. Il aide à obtenir les autorisations réglementaires nécessaires au développement de grands projets, les procédures réglementaires nécessaires aux transactions commerciales, les procédures de conformité, les procédures de conception de systèmes réglementaires et les procédures d'acquisition de droits fonciers et d'indemnisation.

Jacob Roth est un stagiaire qui travaille dans le domaine de la réglementation de l'énergie et les préoccupations environnementales en ce qui concerne les projets d'infrastructure et les transactions d'actifs énergétiques. Il participe activement à la transition énergétique et représente fréquemment des entreprises d'énergie renouvelable devant l'Alberta Utilities Commission. Jake travaille également avec des producteurs de pétrole et de gaz, des entreprises du secteur intermédiaire et des entreprises de transmission, de distribution et de production d'électricité. Il a de l'expérience dans l'obtention d'approbations réglementaires et dans l'examen de la conformité réglementaire des entreprises.

Tori Chiu est un stagiaire qui travaille dans le domaine du droit des sociétés, des valeurs mobilières et de la réglementation, et qui a fait publier des articles sur des sujets tels que le droit des fiducies constructrices au Canada, le traitement de l'entraide dans la loi et les théories concernant le rôle des modèles de l'investisseur rationnel dans la réglementation moderne des valeurs mobilières. L'expérience de Tori comprend la représentation d'émetteurs cotés en bourse et privés pour un large éventail de questions et de transactions, y compris les fusions et acquisitions, les obligations d'information continue, la réorganisation d'entreprise et les questions générales d'entreprise et commerciales.

[2] Alberta Energy Regulator, « Directive 089 » (15 août 2022), en ligne (pdf) : <static.aer.ca/prd/documents/directives/Directive089_0.pdf>.

relatives aux demandes de construction et d'exploitation d'installations géothermiques. Le présent article présente le schéma général du développement géothermique en Alberta, maintenant que des demandes peuvent être faites pour des installations géothermiques.

Bien que le communiqué de presse de l'AER sur la directive déclare que le schéma de réglementation de la géothermie est complet, des incertitudes autour de questions telles que les redevances et les dispositions des terres publiques demeurent.

CONTEXTE DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

L'achèvement du régime de réglementation de l'énergie géothermique permettra de faire progresser les nouvelles possibilités de développement énergétique qui sont conformes aux objectifs de carboneutralité du Canada, qui comprennent un engagement envers des émissions de gaz à effet de serre (GES) nettes nulles d'ici 2050 et un réseau électrique net nul d'ici 2035[3]. L'atteinte de ces objectifs nécessitera le développement et le déploiement de sources d'énergie à faible émission ou sans émission de GES. Bien que l'on prévoie que l'éolien, le solaire et le gaz naturel, avec ou sans capture du carbone, seront les principaux contributeurs à court terme à ces objectifs de carboneutralité en Alberta[4], la géothermie ne doit pas être négligée.

L'énergie géothermique[5], contrairement à certaines autres sources d'énergie renouvelables, peut être utilisée pour la production d'énergie de base. L'énergie de base nécessite une source d'énergie constante et fiable. Les centrales géothermiques peuvent fonctionner en continu jusqu'à 98 % de leur capacité. Ainsi, contrairement à l'énergie éolienne et solaire intermittente et variable, les installations géothermiques exploitent la chaleur du noyau terrestre, qui est une source d'énergie constante. Cette constance évite le besoin de stockage ou de systèmes redondants pour tenir compte de la production intermittente d'électricité à l'aide de l'énergie éolienne ou solaire.

Bien qu'il existe plusieurs types d'installations géothermiques, le processus général consiste à injecter de l'eau dans des puits profondément forés et à utiliser le noyau terrestre pour chauffer l'eau et créer de la vapeur[6]. Cette vapeur alimente une turbine classique pour produire de l'électricité. La plupart des installations géothermiques à l'échelle commerciale comprennent des puits de production et d'injection, un système de collecte et d'injection, une centrale électrique et une ligne de transport d'électricité[7]. Étant donné que les puits utilisés dans la production d'énergie géothermique sont forés à l'aide d'une technologie similaire à celle utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière de l'Alberta, la grande expertise de l'Alberta en matière de pétrole et de gaz se prête bien au développement de l'énergie géothermique[8].

CADRE RÉGLEMENTAIRE DE LA GÉOTHERMIE EN ALBERTA

Les installations géothermiques en Alberta sont réglementées par la *Geothermal Resources Development Act*[9] (*GRDA*). La *GRDA* s'harmonise avec le cadre de l'exploitation des hydrocarbures en Alberta, présentant des similitudes avec la *Oil and Gas Conservation Act*. En vertu de la *GRDA*, la « ressource géothermique » est définie comme la chaleur naturelle de la terre qui se trouve sous le seuil de protection des eaux souterraines. Par conséquent, la *GRDA* réglemente le développement géothermique sous le seuil de protection des eaux souterraines, le point

---

[3] Environnement et Changement climatique Canada, *Plan de réduction des émissions pour 2030*, nº de catalogue 4-460/2022F-PDF (Gatineau : Environnement et Changement climatique Canada, 2022).

[4] Régie de l'énergie du Canada, « L'électricité renouvelable au Canada – Alberta » (dernière modification le 30 juin 2022), en ligne : <www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/produits-base-energetiques/electricite/rapport/electricite-renouvelable-canada/provinces/electricite-renouvelable-canada-alberta.html>.

[5] Clean Energy BC, « Geothermal » (dernière consultation le 23 novembre 2022), en ligne : <cleanenergybc.org/sector/geothermal/>.

[6] US Energy Information Administration, « Geothermal explained » (dernière modification le 17 décembre 2021), en ligne : <www.eia.gov/energyexplained/geothermal/geothermal-power-plants.php>.

[7] Clean Energy BC, *supra*, note 5.

[8] Gouvernement de l'Alberta, « Geothermal Resource Development » (dernière modification le 9 novembre 2022), en ligne : <www.alberta.ca/geothermal-resource-development.aspx>.

[9] SA 2020, c G-5.5.

approximatif où les eaux souterraines passent de l'eau douce à l'eau salée (voir la *GRDA*, article 1(1)(d) Water Wells and Ground Source Heat Exchange Systems Directive[10], article 1.2(2)(c)). En général, les températures nécessaires à la production d'électricité géothermique ne peuvent être trouvées qu'en dessous du seuil de protection des eaux souterraines. Par conséquent, la *GRDA* s'applique effectivement à tous les projets géothermiques commerciaux pouvant permettre de produire de l'électricité.

La *GRDA* définit le régime des droits sur les ressources géothermiques et les autorisations nécessaires pour les installations géothermiques.

Droits sur les ressources géothermiques et droits de surface

La *GRDA* a permis de modifier la *Mines and Minerals Act* de l'Alberta pour préciser que le propriétaire du titre minier a le droit d'explorer, de développer, de récupérer et de gérer les ressources géothermiques associées à ces minéraux (voir la *Mines and Minerals Act*[11], article 10.2, modifiée par la *GRDA*, article 31). Les promoteurs de projets géothermiques doivent donc acquérir des droits miniers afin d'exploiter l'énergie géothermique.

En Alberta, la plupart des titres miniers sont dévolus à la Couronne. Le gouvernement de l'Alberta n'a pas révélé s'il avait l'intention d'imposer une redevance sur la production d'énergie géothermique, laissant une question financière importante sans réponse pour les promoteurs. Compte tenu de l'intensité en capital de ces projets, l'incertitude entourant les régimes de redevances potentiels demeure une importante source d'inquiétude pour les intervenants de l'industrie.

Le gouvernement de l'Alberta a publié de l'information sur l'administration de l'exploitation des ressources géothermiques dans le Mineral Rights Information Bulletin 2022-02[12]. Pour les puits géothermiques autonomes, le demandeur doit avoir un bail d'exploitation de ressources géothermiques du gouvernement de l'Alberta ou une autorisation documentée obtenue du ou des propriétaires de titres francs de minéraux. Si un demandeur veut mener des activités d'exploration ou de développement géothermique dans le cadre d'un bail d'exploitation minière existant, il doit le faire en tant que coproduction. Les demandeurs sont tenus de détenir les droits d'exploitation souterraine de la ressource géothermique avant de demander un permis de forage géothermique.

Le gouvernement de l'Alberta a prescrit neuf sections (neuf milles carrés ou 23,3 kilomètres carrés) comme taille maximale des baux géothermiques. Le système de bail imite largement celui utilisé pour les baux pétroliers et gaziers conventionnels.

La durée d'un bail pour l'exploration et le développement géothermique dépend des progrès démontrés dans l'exploitation de la ressource et est divisée en trois phases principales :

1. **Durée initiale :** La durée initiale du bail est de cinq ans. Pendant cette période, des efforts doivent être entrepris pour établir qu'un projet géothermique est en cours de développement actif. Le promoteur du projet doit faire la preuve de travaux physiques sur le site pour démontrer la ressource géothermique et la viabilité technique de la production d'énergie géothermique pour se voir accorder un bail à moyen terme.

2. **Moyen terme :** Le terme intermédiaire du bail est de cinq ans. À la fin du terme initial, le promoteur du projet est tenu de démontrer que le bail géothermique est productif — en d'autres termes, il produit de l'énergie dérivée des ressources géothermiques louées.

3. **Terme continu :** La durée finale du bail est indéfinie, tant qu'Alberta Energy est

[10] Gouvernement de l'Alberta, « Water Wells and Ground Source Heat Exchange Systems Directive » (11 décembre 2018), en ligne (pdf) : <open.alberta.ca/dataset/5bc817ba-3d6d-45cd-a403-2e727abe665e/resource/508b38c0-0ca7-4fbe-8a90-cfeb5139e122/download/directivewaterwellsgroundsourceheatexchange-dec11-2018.pdf>.

[11] RSA 2000, c M-17.

[12] Gouvernement de l'Alberta, « Administration of Geothermal Resource Tenure » (25 janvier 2022), en ligne (pdf) : <open.alberta.ca/dataset/cbf251cf-d1c5-420e-b104-f476c3dc6601/resource/678df070-fcb7-486e-a83c-2d63e2aed899/download/energy-mineral-rights-information-bulletin-2022-02.pdf>.

convaincu que le bail géothermique est productif[13].

De janvier 2022 à août 2022, il y a eu 72 demandes de titularisation pour la géothermie[14]. Parmi ces demandes, un bail a été délivré en avril 2022 et 29 baux ont été délivrés entre juin et août 2022.

En termes d'accès à la surface, la *Surface Rights Act*[15] ne s'applique à aucun type de centrale électrique, y compris les centrales géothermiques. La loi ne s'applique pas non plus aux puits qui seraient nécessaires pour exploiter l'énergie géothermique dont la centrale a besoin pour fonctionner. Les demandeurs doivent plutôt acquérir par entente les droits fonciers nécessaires auprès des propriétaires des terrains où sera situé le développement géothermique.

Si la demande concerne des terres publiques, le demandeur doit demander et obtenir une disposition de terres publiques qui peut nécessiter le consentement de tout détenteur d'une disposition antérieure de ces terres (comme un détenteur de bail de pâturage) conformément à l'article 9(1)(e) du *Public Lands Administration Regulation*[16]. Bien qu'il n'existe actuellement aucun type de disposition des terres publiques spécifiquement applicable aux installations géothermiques, l'AER a indiqué dans les modifications au Manuel 012 de l'AER : Energy Development Applications : Procedures and Schedules[17] (Manuel 012), effectuées en même temps que la publication de la directive, qu'elle est prête à travailler avec les promoteurs de projets pour adapter les activités géothermiques aux types de disposition des terres publiques existantes.

Approbations des installations géothermiques

L'AER est l'organisme de réglementation du développement géothermique en vertu de la *GRDA* pour la production d'électricité, tandis que le ministère de l'environnement et des parcs de l'Alberta continue de réglementer les projets de géothermie à faible profondeur uniquement pour l'échange de chaleur (voir la *GRDA*, article 1(1)(g); *Geothermal Resource Development*). Afin de développer un projet d'électricité géothermique, les promoteurs du projet doivent obtenir un permis de l'AER pour forer ou construire et exploiter un puits ou une installation géothermique (*GRDA*, article 7).

Le développement géothermique présente des synergies inhérentes avec le développement conventionnel du pétrole et du gaz. En plus de tirer parti de l'abondante expertise de l'Alberta en matière de forage, la directive prévoit deux méthodes pour convertir les puits de pétrole et de gaz conventionnels en puits géothermiques. Lorsque le demandeur de la géothermie est le titulaire actuel du permis d'exploitation du puits de pétrole et de gaz, il peut soumettre une demande de modification pour approbation à l'AER. Si le demandeur n'est pas le titulaire actuel du permis d'exploitation du puits de pétrole et de gaz, il doit d'abord demander un transfert du permis d'exploitation du puits, puis soumettre une demande simultanée de modification du permis. Chaque fois qu'une conversion de permis de forage est approuvée par l'AER, le demandeur doit satisfaire aux exigences de la directive et de la Directive 020 : *Well Abandonment*[18].

De plus, les installations géothermiques qui produisent de l'électricité nécessitent un permis de l'Alberta Utilities Commission (AUC) et doivent se soumettre au processus de l'Alberta Electric System Operator (AESO) pour être reliées au réseau électrique interconnecté de l'Alberta. Les centrales géothermiques peuvent être exemptées du processus de demande de l'AUC si leur taille est inférieure à un mégawatt. L'AUC supervise l'industrie de la production d'électricité en Alberta et délivre des permis de construction et d'exploitation de centrales électriques. La règle 007 de l'AUC : *Applications for Power Plants, Substations, Transmission*

[13] *Ibid*.

[14] Gouvernement de l'Alberta, *supra*, note 8.

[15] RSA 2000, c S-24.

[16] Alta Reg 187/2011.

[17] Alberta Energy Regulator, « Energy Development Applications » (août 2022), en ligne (pdf) : <static.aer.ca/prd/documents/manuals/Manual012.pdf>.

[18] Alberta Energy Regulator, « Directive 20 » (19 octobre 2022), en ligne (pdf) : <static.aer.ca/prd/documents/directives/Directive020.pdf>.

Lines, Industrial System Designations, Hydro Developments and Gas Utility Pipelines[19] s'applique aux installations géothermiques qui y sont répertoriées comme « autres centrales électriques ».

Règlement de l'AER

Le cadre de demande de permis d'installation géothermique est fourni par les *Geothermal Resource Development Rules*, publiées le 21 juin 2022, la Directive et une section mise à jour dans le Manuel 012. Ce cadre est largement basé sur le développement des ressources pétrolières et gazières, qu'il inclut, avec quelques éléments notables comme suit :

- Comme pour les développements pétroliers et gaziers, les demandeurs ne peuvent pas commencer la préparation du site, la construction ou l'exploitation avant d'avoir reçu l'approbation de l'AER. Toutefois, l'arpentage du site est autorisé (*GRDA*, article 7; Directive, article 2.2).

- Les exigences relatives aux demandes, y compris l'admissibilité au permis, les activités de participation des participants et la préparation aux situations d'urgence, sont directement tirées des exigences relatives aux autres types de développement des ressources supervisées par l'AER (Directive, articles 2.4-2.6).

- Les détenteurs de permis d'exploitation géothermique sont soumis au régime d'évaluation globale de la responsabilité de l'AER, y compris la gestion du détenteur de permis et l'évaluation de la responsabilité (Directive, articles 2.9-2.12). L'AER évaluera de manière globale la capacité d'un titulaire de permis à respecter ses obligations en matière de responsabilité réglementaire et de remise en état tout au long du cycle de vie du développement géothermique. L'évaluation multifactorielle tient compte, entre autres critères, d'aspects tels que la santé financière, l'estimation de la responsabilité totale du titulaire de permis et l'admissibilité au permis en vertu de la directive 067 de l'AER : *Eligibility Requirements for Acquiring and Holding Energy Licences and Approvals*[20]. L'évaluation garantit une gestion responsable par le titulaire de la licence de sa responsabilité collective pour les puits, les installations, les pipelines et les sites. Pour plus d'information sur le cadre de responsabilité des titulaires de permis de l'AER, consultez le *Blakes Bulletin* de mai 2021[21].

- Contrairement aux autres infrastructures d'électricité renouvelable à l'échelle commerciale, les exploitants d'installations géothermiques, avec l'approbation de l'AER ou de l'AEP, peuvent potentiellement obtenir une exemption d'utilisation superposée des obligations de remise en état. Une telle exemption permet d'éviter l'obligation d'obtenir un certificat de remise en état comme l'exige autrement l'*Environmental Protection and Enhancement Act*[22], mais uniquement lorsqu'une autre activité de « terres spécifiées », telle que l'exploitation pétrolière et gazière, a lieu. Cette exemption n'est généralement pas disponible en pratique pour les installations d'énergie renouvelable à grande échelle (produisant plus qu'une installation de microgénération ou ayant une empreinte totale supérieure à un hectare). Cependant, l'exemption est potentiellement disponible pour les installations géothermiques (*Conservation and Reclamation*[23] 15.1(1)(vi)(B)) qui sont plus facilement colocalisées avec des installations pétrolières et gazières actives.

REGARD VERS L'AVENIR

La production d'énergie géothermique nécessite plus de capitaux que l'énergie éolienne et solaire. Elle possède cependant plusieurs attributs prometteurs qui la distinguent

[19] Alberta Utilities Commission, « Rule 007 » (consulté le 9 novembre 2022), en ligne : <www.auc.ab.ca/rule-007/>.

[20] Alberta Energy Regulator, « Directive 067 » (7 avril 2021), en ligne (pdf) : <static.aer.ca/prd/documents/directives/Directive067.pdf>.

[21] Kelly Bourassa et al, « Alberta Energy Regulator Introduces New Requirements for Acquiring and Holding Energy Licences and Approvals » (3 mai 2021), en ligne : *Blakes* <www.blakes.com/insights/bulletins/2021/alberta-energy-regulator-introduces-new-requiremen>.

[22] RSA 2000, c E-12.

[23] Alta Reg 115/1993.

des autres ressources non polluantes et renouvelables. Outre son impact réduit sur la surface, qui la rend souhaitable pour les opportunités de codéveloppement sur les terres louées, la production d'énergie géothermique présente deux avantages significatifs : elle peut être utilisée pour les besoins de base et peut être déployée lorsque d'autres sources renouvelables intermittentes ne sont pas disponibles, ce qui entraîne des prix plus élevés pour l'électricité.

Certaines possibilités de développement géothermique autrement évidentes peuvent également être limitées parce qu'elles visent les mêmes formations que les projets de séquestration du carbone. L'annonce par le gouvernement de l'Alberta, le 4 octobre 2022, de la sélection de 19 nouvelles propositions de développement de centres de stockage du carbone illustre la demande concurrente de droits d'exploitation du sous-sol dans la poursuite des objectifs de décarbonisation[24].

Il reste à voir si le régime réglementaire de l'Alberta, largement basé sur les régimes d'exploration et d'exploitation du pétrole et du gaz conventionnels, permettra aux intervenants nouveaux ou établis de l'industrie de saisir l'opportunité de la production d'énergie géothermique. En particulier, le chevauchement des compétences de l'AUC et de l'AER pourrait causer certaines difficultés et l'adaptation du système de disposition des terres publiques au développement géothermique reste un travail en cours.

Bien que ces questions réglementaires, le coût initial du développement d'installations géothermiques et le silence entourant le régime de redevances puissent faire réfléchir les investisseurs en géothermie, les sources d'énergie renouvelables continues et fiables sont difficiles à trouver. Les investisseurs pèseront certainement ces risques contre la capacité de récupérer les coûts par une participation stratégique au marché concurrentiel de l'électricité de l'Alberta. ■

[24] Gouvernement de l'Alberta, « CCUS tenure management: Minister Savage »(4 octobre 2022), en ligne : <www.alberta.ca/release.cfm?xID=8478571C7EF0A-E386-DC5E-B91F4FE6C7A8C1E9>.

L'OBLIGATION DE DIVULGUER DES RENSEIGNEMENTS AUX ORGANISMES DE RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

Organisme qui parraine cet événement

Energy Bar Association, section canadienne, le 28 octobre 2022

APERÇU

Une décision récente de l'Alberta Utilities Commission (AUC) et l'élaboration récente d'une politique à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) viennent renforcer un principe important du droit des services publics : les entreprises réglementées ont la responsabilité et l'obligation de divulguer tous les renseignements pertinents pour l'organisme de réglementation. En juin 2022, l'AUC a rendu une décision approuvant un règlement négocié conclu entre le personnel d'application de la loi et ATCO Electric ordonnant à ATCO de payer une pénalité administrative de 31 millions de dollars pour avoir manqué à son obligation de divulguer des faits pertinents et d'autres renseignements importants à l'organisme de réglementation. Le 28 juillet 2022, la FERC a proposé une nouvelle règle qui élargirait considérablement l'actuelle règle d'« obligation de franchise » (*duty of candor*) pour que celle-ci s'applique dorénavant à toutes les entités régies par la FERC. La règle actuelle est limitée dans son application aux « vendeurs » d'énergie aux tarifs fondés sur le marché. Dans le cadre de ce webinaire, on explore l'application et l'importance croissante de l'obligation de divulgation et ses répercussions pour les avocats, les organismes de réglementation, les services publics et les acteurs du marché en Amérique du Nord.

ANIMATEUR

Gordon Kaiser
Arbitre, médiateur et avocat au sein d'Energy Law Chambers à Toronto.

Ancien vice-président de la Commission de l'énergie de l'Ontario et ancien administrateur de la surveillance du marché de l'Alberta

PANEL

Justin Safayeni
Associé, Stockwoods, Toronto

L'hon. Joseph T. Kelliher
Arbitre, médiateur et expert au FedArb à Washington DC.

Ancien président de la Federal Energy Regulatory Commission et ancien vice-président exécutif de NextEra Energy

Glenn Zacher
Associé, Stikeman Elliott, Toronto

Vous pouvez accéder à l'enregistrement du webinaire ici, en anglais seulement : https://www.youtube.com/watch?v=K04TqlXtnpI ■

THE WOLFBERRY CHRONICLE RETRACE L'ASCENSION D'UNE PETITE ENTREPRISE PÉTROLIÈRE TEXANE, DE LA MISÈRE AU SUCCÈS[1]

*Kenneth A. Barry**

Un livre retraçant l'histoire d'une entreprise pétrolière et gazière sans histoire du Midland, au Texas, sans qu'y figure le moindre méchant, le moindre scandale ou le moindre trafiquant d'argent plus grand que nature, ne semble pas détenir la recette d'un livre passionnant. Cependant, *The Wolfberry Chronicles and Other Permian Basin Tales from the Henry Oil Company*[2] (ci-après, « *Wolfberry Chronicles* »), publié en 2021 par Gregory Berkhouse, un initié de l'entreprise, est tout sauf ennuyeux. Le livre réussit admirablement sur deux fronts : premièrement, il raconte de manière captivante comment Jim Henry, ingénieur pétrolier travailleur, fondamentalement digne de respect et ne prenant des risques que modérément, a lancé sa propre entreprise d'exploration et de production à l'aube des années 1970, la transformant à partir de rien en une entreprise florissante valant plus d'un demi-milliard de dollars; deuxièmement, il informe le lecteur, tout au long du parcours, des fondements géologiques et de l'évolution du forage de schiste et de la technologie de fracturation, qui ont propulsé les États-Unis au rang de leader mondial au début des années 2000.

M. Berkhouse emploie judicieusement un style folklorique, souvent drolatique, pour que toute l'information technique et financière soit cohérente et facile à comprendre. Pourtant, il s'efforce de ne pas « minimiser » les nombreuses facettes commerciales et techniques (ainsi que les défis) du développement d'une entreprise d'exploration et de production cherchant un créneau entre les larges épaules des grandes entreprises. Comme le dit l'auteur dans son introduction[3] :

> [Traduction]
>
> Le pétrole est une industrie technique. Je voulais rendre ce livre intéressant et compréhensible pour les lecteurs qui n'ont pas de formation dans le domaine pétrolier, mais sans compromettre la précision technique. L'un de mes principes directeurs [...] était le suivant : *être accessible pour les non-initiés, inoffensif pour les initiés*. À cette fin, j'ai fourni de brèves explications de la plupart des termes et concepts techniques. J'ai également consacré quelques chapitres, en marge, à des termes et concepts techniques plus fondamentaux.

---

[1] L'article suivant est une réimpression avec autorisation de celui qui est paru dans l'Energy Law Journal, Volume 43, N° 2.

*Kenneth A. Barry est l'ancien conseiller principal en matière d'énergie de Reynolds Metals Co. à Richmond, VA, et il a été conseillé dans la section de réglementation de l'énergie du bureau de Hunton Andrews Kurth à Washington, D.C. Il a également été collaborateur régulier de deux publications nationales sur le droit de l'énergie.

[2] Gregory Berkhouse, *The Wolfberry Chronicles and Other Permian Basin Tales from the Henry Oil Company*, Éditions Nimbus Brands, 2021.

[3] Berkhouse, *supra* note 2 à la p iii.

Quelques pages plus loin, M. Berkhouse se dit « géologue et ingénieur », mais « pas écrivain », en plaisantant que « deux métiers sur trois, ce n'est pas mal »[4]. Il n'a cependant pas besoin de s'excuser. Le livre ne se contente pas d'exploiter le point sensible entre le trop technique et le simpliste; il parvient également à être stylistiquement lucide et percutant, évitant la turgescence à laquelle on pourrait s'attendre d'une biographie d'entreprise flatteuse écrite par un initié à la technologie.

Une autre astuce stylistique que M. Berkhouse utilise à bon escient est de terminer la plupart des chapitres par une courte accroche — un coup d'œil en avant sur un tournant intriguant de l'histoire sur le point de se dérouler. Bien que cela ne transforme pas exactement le récit en un polar, cela évite de s'enliser dans un marasme de statistiques et dans un remaniement de personnel.

Il s'agit, dans l'ensemble, d'un récit réconfortant et étonnamment humain. Nous suivons amicalement Jim Henry et ses comparses alors qu'ils construisent une entreprise à partir de rien; bien qu'il n'y ait pas de lien dramatique unique reliant les cinq décennies d'histoire de l'entreprise, nous sommes ballottés entre les échecs et les succès, petits et grands, alors que nous encourageons l'équipe d'Henry à faire sa marque. À mi-chemin environ, plusieurs fils convergent alors que nous apprenons comment les responsables géologiques et opérationnels du camp d'Henry rassemblent un assortiment d'indices pour localiser, tester et finalement déceler une zone pétrolière lucrative (mais auparavant peu connue) du bassin Permien, connue sous le nom de « Wolfcamp ». L'étiquette « Wolfberry » figurant dans le titre du livre a été inventée par les personnages pour relier la zone « Sprayberry », mieux connue (où Henry Oil a débuté) à son déplacement dans les strates géologiques de Wolfcamp afin de créer une double zone transformationnelle accessible par un seul puits de forage. Dans les chapitres consacrés à Wolfberry, M. Berkhouse attribue à un superviseur de forage en particulier, qui a rejoint l'équipe d'Henry à mi-chemin de sa période de croissance, le mérite d'avoir mis au point une nouvelle méthodologie de fracturation qui a fonctionné à merveille pour extraire le pétrole de la géologie de Wolfcamp (bien qu'il explique franchement que plusieurs autres entreprises dans les années 1990 arrivaient indépendamment à des conclusions similaires).

DÉMARRAGE DU COMMERCE

L'histoire de l'origine d'Henry Oil constitue une base importante : M. Berkhouse veut que ses lecteurs apprécient pleinement comment Jim Henry, qui a fini par devenir un baron du pétrole et un philanthrope ultrariche du Midland, a commencé comme simple pion de la classe moyenne avec une solide formation d'ingénieur et assez de jugeote pour lancer sa propre entreprise après quelques années passées, au sortir de l'université, à travailler pour de plus grands joueurs. (Nous apprenons au fil du livre que ce type d'entrepreneuriat individuel est caractéristique de la culture pétrolière et gazière du Texas; le petit peut surgir, se tailler une place dans l'ombre des géants de l'industrie avec lesquels il a probablement commencé, et, avec de la chance et du courage, prendre du galon.)

Dans le chapitre 1, intitulé « The Wonder Years », M. Berkhouse raconte comment Henry, au début de sa carrière d'ingénieur pétrolier pour une grande entreprise, s'est rendu compte que sa propre créativité et son imagination étaient « entravées par une gestion rigoureuse » et que, d'ailleurs, il n'était « pas très bon en politique d'entreprise ».[5] Il a changé d'emploi pour travailler dans de plus petites sociétés, mais en 1969, six mois seulement après s'être associé à une petite entreprise, celle-ci a fait faillite. Il a pris ce revers comme l'occasion de se partir à son compte. Il s'est donc associé à un géologue plus âgé de la même société, une personnalité plus colorée qui complétait à merveille le côté sérieux d'Henry, et tous deux ont créé une firme conseil spécialisée dans la zone de Sprayberry du bassin Permien.

Le conseil, apprend-on, peut être le premier échelon de l'escabeau. Au Texas, il est assez courant que les entreprises d'exploration et de production complètent leurs forces par des consultants pour s'attaquer à des projets particuliers pour lesquels elles manquent de personnel ou d'expertise locale[6]. L'évaluation des perspectives et la suggestion des emplacements

[4] *Ibid* à la p 1.

[5] *Ibid* à la p 7.

[6] *Ibid* à la p 11.

de forage peuvent être du ressort des géologues et ingénieurs consultants tels que Henry et son partenaire; et même la mission d'opérateur sur le terrain peut être déléguée à un cabinet d'experts-conseils[7]. Quoi qu'il en soit, la société de conseil naissante d'Henry s'est rapidement forgé une solide réputation dans la région de Midland, ce qui a entraîné une augmentation des demandes pour ses services.

Le duo a commencé avec pratiquement aucun capital — faisant du travail de consultant leur seule option — mais n'a pas cherché à trouver un riche partenaire pour les financer; Jim Henry a expliqué leur indépendance de cette façon : [traduction] « Nous ne voulions pas avoir de partenaire financier parce que nous ne voulions partager notre succès avec personne[8]. » Pour les éléments de base — loyer du bureau et frais généraux — ils ont contracté un petit prêt bancaire[9]. Le marché du pétrole à la fin de l'année 1969 est le signe d'une époque révolue : le produit de base se vendait 3,35 dollars par baril et, même en tenant compte de l'inflation, cela ne représentait que 22 dollars par baril[10]. Lorsque le partenaire géologue d'Henry s'est vu offrir un poste sur place au Nouveau-Mexique pour donner des conseils sur le forage de quelques puits pendant six semaines, il n'a été payé que 125 dollars *par jour*; leur travail de consultant leur rapportait dix dollars de l'heure[11].

Une occasion en or s'est présentée lorsqu'un magnat du pétrole de la région a offert au duo une commission d'intermédiaire pour chaque perspective de forage générée, plus une redevance dérogatoire sur la location[12]. Et le ruisseau est devenu un fleuve lorsque des connaissances d'affaires les ont engagés pour 7000 $ afin de réaliser une étude complète des perspectives de la formation Sprayberry, une zone pétrolière tentaculaire et de plus en plus active dans le bassin Permien[13]. Grâce à ce travail, l'entreprise naissante d'Henry a acquis une réputation d'experts dans le secteur de Sprayberry et a été invitée à mener d'autres opérations sur de multiples puits (dont la première a malheureusement échoué)[14]. Au début de l'année 1971, Henry s'accrochait toujours, survivant grâce à des travaux de consultation, lorsqu'une opportunité plus importante, assortie de plus grandes responsabilités, s'est présentée : on lui a demandé de superviser un programme de forage dans la zone de Sprayberry en tant « qu'opérateur officiel », plutôt qu'en tant que simple consultant.

Fin 1971, avec un assortiment de projets de forage à leur actif, Henry et son partenaire « se mirent à faire vraiment de l'argent[15] ». Leurs succès dans les champs pétrolifères amenèrent des entreprises mieux nanties à acheter des parts dans leurs programmes de forage de puits. Jouant de plus en plus le rôle d'opérateurs, les partenaires se mirent à forer davantage de puits (19 en 1972, 22 l'année suivante) et à profiter des tensions internationales qui faisaient grimper le prix du pétrole[16]. Au cours de ces années, Henry Oil a ajouté du personnel, mais au début de 1977, le partenaire géologue a décidé qu'il était temps de réduire sa vie professionnelle. Ce fut la première d'une longue suite de départs et d'arrivées que *The Wolfberry Chronicle* rapporte consciencieusement. Le lecteur qui n'est pas familier avec l'industrie apprend rapidement que de tels départs et arrivées, ainsi que les talents et la motivation uniques des partenaires, sont un facteur déterminant de la réussite d'une entreprise pétrolière et gazière en devenir. Dans le récit de M. Berkhouse, travailler côte à côte au sein d'une entreprise familiale comme Henry Oil produit également des amitiés durables, et les départs, aussi tristes soient-ils, ont eu lieu uniformément en bons termes.

---

[7] *Ibid*.

[8] *Ibid* à la p 13.

[9] *Ibid*.

[10] *Ibid* à la p 14.

[11] *Ibid*.

[12] *Ibid* à la p 15.

[13] *Ibid* aux pp 16–17.

[14] *Ibid* à la p 18.

[15] *Ibid* à la p 23.

[16] *Ibid* aux pp 29–30.

EXPLORATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE 101

Comme nous l'avons déjà noté, *The Wolfberry Chronicle* prend soin d'enseigner au lecteur profane les rouages de l'industrie pétrolière et gazière, tant les aspects liés à la gestion des affaires que la technologie. M. Berkhouse se délecte à décrire les incidents où les projets de forage d'Henry ont rencontré des difficultés. Ceux-ci pouvaient être plutôt menaçants, surtout lorsque la solution semblait ne pas résoudre le problème en question, et que les superviseurs devaient improviser[17]. De telles aventures, on l'imagine, donnaient lieu à des récits animés après les heures de travail.

Un chapitre clé, bien que moins dramatique, est intitulé « Permian Basin Rocks for Jocks ». Si l'on fait une digression par rapport à l'histoire principale du livre, le chapitre explique en termes géologiques ce qu'est le bassin Permien, comment il est né, et comment cet ancien fond marin occupant ce qui est maintenant l'Ouest du Texas a accumulé tous les sédiments organiques[18] qui produisent maintenant du pétrole. Cette partie du récit nous rappelle également que le terme « roche solide » est un terme relatif; la roche sédimentaire a des degrés variables de *perméabilité* et de *porosité*[19]. Plus la formation est serrée, plus la fracturation hydraulique entre en jeu pour libérer les hydrocarbures enfouis.

Le schiste est qualifié de « cas spécial » de sédimentation par M. Berkhouse. Il se forme lorsque le plancton (un terme général désignant « toutes sortes de microcréatures ») meurt et se joint à la « pluie sous-marine de limon inorganique et d'argile recouvrant le fond de la mer », qui se transforme en roche, ou en « roche mère » si elle contient plus d'un certain pourcentage de carbone organique[20]. L'auteur fait ensuite remarquer que ce genre de roche devient « la principale source de pétrole et de gaz de la Terre[21] ».

Le chapitre sur la géologie, inévitablement chargé de termes et de concepts qui peuvent ne pas être familiers aux lecteurs non initiés à ce domaine, est relativement lourd, mais il est agrémenté du ton jovial caractéristique de M. Berkhouse . Il faudra peut-être revenir en arrière et le relire, mais il est utile pour suivre la saga d'exploration qui se déroule, conduisant l'équipe d'Henry à développer de prolifiques puits dans le secteur « Wolfberry ».

OBTENIR LA BONNE RECETTE POUR LA FRACTURATION

Un autre aspect marquant de *The Wolfberry Chronicles* est la façon dont l'équipe d'Henry — dirigée dans ce cas par Dennis Phelps, un ingénieur d'exploitation ayant décidé de revenir après une retraite anticipée — a construit un meilleur « piège à souris » en ce qui concerne le processus de fracturation. Phelps, qui travaillait alors pour ARCO, avait expérimenté d'autres approches techniques de fracturation[22]. Ses idées de processus, associées à l'intérêt croissant d'Henry Oil pour le sondage de la zone géologique de Wolfcamp, ont conduit à un boom retentissant de la production pétrolière de l'entreprise.

Avant de faire un compte rendu approfondi de ce développement, M. Berkhouse présente une histoire instructive de la fracturation. Bien que le terme n'ait été employé à l'échelle nationale que dans les années 2000, les racines de la fracturation sont profondes. L'auteur explique que peu de temps après la mise en marche de l'industrie pétrolière en 1859, les foreurs ont réalisé que la plupart des puits avaient besoin d'une forme de stimulation artificielle. Le médium pour « tirer sur

---

[17] Une situation qui n'est pas rare dans le livre est celle où un puits en voie d'achèvement « se déclenche » — ce qui signifie que la pression d'un réservoir qui vient d'être exploité surpasse temporairement les substances de contrôle (telles que la « boue de forage ») et les dispositifs utilisés pour réguler le flux de pétrole ou de gaz libéré. Une version extrême est « l'éruption » classique. Les défaillances de l'équipement à ce stade peuvent également constituer un problème. Tout au long du livre, M. Berkhouse agrémente la chronique des forages de routine de récits sur la façon dont l'entreprise a traité les puits problématiques et le facteur humain qui intervient dans ces incidents.

[18] La section géologie aborde également les différents types de sédimentation donnant lieu à différents types de roches. La nature des sédiments est cruciale dans la recherche de formations pétrolifères (c.-à-d. celles riches en « carbonates », composées de coquilles brisées). Berkhouse, *supra* note 2 aux pp 37–39.

[19] *Ibid* aux pp 42–45.

[20] *Ibid* à la p 40.

[21] *Ibid.*

[22] *Ibid* aux pp 166–67.

le puits », comme le dit l'expression, était d'abord la poudre, puis la nitroglycérine. Les dangers liés à la manipulation des explosifs étaient un risque accepté, mais très réel[23].

La fracturation a fait un bond en avant vers *l'hydrofracturation* au milieu des années 1930. À cette époque, l'acide était devenu un moyen privilégié pour la stimulation des puits. Une chimiste employée par Dow Chemical, Mme Sylvia Stoesser, PhD, (il se trouve que c'était la première femme chimiste employée par Dow), a découvert des additifs à l'acide qui réduiraient la corrosion des équipements (un effet secondaire indésirable de l'acidification) et, au cours du processus, a documenté comment la mise sous pression du fluide pompé dans le puits aide à déclencher des fractures de la roche à la profondeur cible du puits de forage[24]. Alors que Mme Stoesser expérimentait des puits de saumure, et non de pétrole, elle et son superviseur ont publié leurs résultats dans le *World Petroleum Magazine*, laissant entendre les répercussions de l'injection de fluide sous pression pour l'exploration pétrolière[25]. Le chapitre raconte ensuite comment l'hydrofracturation est devenue de plus en plus courante dans les décennies qui ont suivi, avec divers protocoles recommandés pour l'utilisation d'additifs épaississants (pour augmenter la pression résultante) et de sable « comme soutènement » de fracturation[26].

Ce que Dennis Phelps a déduit, d'abord pour ARCO puis, sortant de sa retraite, pour Henry, c'est que *moins* de sable, *moins* de viscosité, mais des tuyaux plus *larges* et *plus* de pression d'eau (ainsi que certaines spécifications pour perforer le puits dans la zone cible lors de l'achèvement) était à la fois moins cher et potentiellement plus efficace. Surnommée « fracturation glissante » (en référence aux additifs réduisant la friction), la recette de fracturation de Phelps a été reprise par Henry et appliquée aux nouveaux puits à double cible Wolfcamp/Sprayberry ou « Wolfberry » que les géologues d'Henry étaient sur le point de découvrir[27].

HENRY OIL FRAPPE UN GRAND COUP

Les premiers efforts de l'entreprise autour de 2003, en utilisant la méthode de fracturation de Phelps, ayant confirmé ses conclusions, Henry a porté son attention sur le projet Wolfberry. Le géologue de l'entreprise a étudié les données disponibles sur les puits antérieurs d'autres entreprises dans les zones cibles — bonnes, mauvaises ou indifférentes — puis a fait des pronostics sur l'étendue de la formation[28]. Au fur et à mesure que les puits d'exploration forés par Henry lui-même s'avéraient prometteurs, la société louait de plus en plus de terrains, s'associant à des partenaires aux moyens plus importants (finalement, Chevron en tant qu'acquéreur d'Unocal)[29]. Henry est resté l'opérateur du puits et a assumé une participation croissante (bien qu'encore minoritaire), à mesure que sa confiance dans la zone (et les finances) augmentait.

Le programme de forage, et les revenus de l'entreprise, ont fait boule de neige au milieu des années 2000. La hausse constante du prix du pétrole sur le marché a également aidé. Au début, Henry s'est efforcé de garder ses objectifs et ses résultats secrets afin de garder la concurrence dans l'ombre. Le secret a ses limites, mais l'entreprise a réussi à accumuler une énorme superficie et à augmenter sa valeur marchande de façon exponentielle en localisant et en forant plus intensivement des puits de développement (puits forés dans des zones éprouvées)[30]. Le départ de membres clés de l'équipe de direction — généralement pour créer leurs propres entreprises d'exploration et de production — a émaillé ces années de succès durement acquis, mais les trous ont été comblés par de nouvelles embauches et des promotions internes.

La manne financière rendue possible par l'initiative Wolfberry d'Henry Oil a entraîné des bouleversements surprenants au niveau

[23] *Ibid* aux pp 150–51.

[24] *Ibid* aux pp 152–53.

[25] *Ibid*.

[26] *Ibid* aux pp 154–55.

[27] *Ibid* aux pp 172ff.

[28] Voir *Ibid* aux pp 182–95, chapitre 11, « Birth of the Wolfberry ».

[29] *Ibid* aux pp 214–15.

[30] *Ibid* à la p 231.

de l'entreprise, mais cette dernière partie de l'histoire doit être laissée à la découverte du lecteur. Le dénouement des jours de gloire d'Henry occupe les dernières pages, y compris une longue période de marasme accompagnant sa restructuration radicale, ses réductions d'effectifs et ses changements de direction[31]. Le meilleur « récit de guerre » du livre — ce qui se rapproche le plus d'un accrolivre — est gardé pour la fin, documentant la première aventure d'Henry dans le forage horizontal (que l'entreprise n'a entrepris que fin 2013). Ce fut une « expérience d'apprentissage » unique, car tout semblait se détraquer[32]. Mais nous appréhendons comment l'intégration des techniques de forage horizontal dans le bassin Permien au cours des années 2000, alliée à la « fracturation glissante » dont Henry a été le pionnier, a multiplié la productivité des gisements de schiste de la région.

CONCLUSION

Tout au long de *The Wolfberry Chronicles*, M. Berkhouse veut que son public apprécie le fait que le fondateur et sa famille ont insisté pour partager leur bonne fortune avec leurs employés, par des primes généreuses et des options d'achat de parts de participation dans de nouveaux projets de forage. Les dons de charité de Jim Henry à la communauté sont également soulignés. La biographie d'Henry Oil, souligne le livre, est avant tout l'histoire d'un homme respecté dont l'esprit d'entreprise, la capacité à attirer des cadres partageant les mêmes idées et une approche « gagnant-gagnant » des transactions commerciales, et des pratiques financières habituellement conservatrices ont conduit à un succès considérable, malgré les montagnes russes des prix du pétrole et du gaz et les inévitables rencontres avec l'échec lors de certains projets.

Au terme de cet examen, j'aurais trouvé utile l'inclusion de quelques cartes et diagrammes accompagnant certains chapitres. Tous les lecteurs ne sont pas aussi familiers avec les lieux de l'Ouest du Texas que l'auteur. Et si les termes techniques sont généralement bien expliqués, il y a quelques écarts dans la langue de l'industrie qui mériteraient un peu d'élaboration. Cependant, ces lacunes sont assez rares; M. Berkhouse moule ce fatras de personnalités, de projets de forage, de données de production et de noms de lieux s'étendant sur plus de 50 ans en un tout compréhensible et informatif. Il devrait plaire à un large public intéressé par une compréhension approfondie de l'évolution et des changements techniques transformateurs à l'origine de la croissance de l'industrie pétrolière et gazière en Amérique du Nord[33]. ■

---

[31] *Ibid* aux pp 243ff, chapitre 16 « Transitions ».

[32] *Ibid* aux pp 267ff, chapitre 17 « Henry Goes Sideways ».

[33] L'éthique morale de l'entreprise a une forte connotation religieuse qui apparaît à plusieurs reprises. Elle est résumée dans la remarque de Jim Henry citée dans le dernier chapitre : « Ce que j'aimerais, c'est que le principe de base de notre entreprise perdure. Je veux que ce soit l'entreprise chrétienne..... C'est ce qui nous anime, ce qui est au cœur de notre entreprise. » [traduction] *Ibid* à la p. 281. Cela peut mettre mal à l'aise les lecteurs d'autres confessions, et a donné lieu à une réflexion en ce qui me concerne. Mais cela représente clairement qui est Jim Henry, et le livre est en grande partie sa biographie. Nous apprenons également dans ce chapitre qu'en tant qu'ingénieur, Henry évalue le potentiel du nucléaire comme une option « d'énergie propre » supérieure à l'énergie solaire et éolienne. *Ibid* aux p. 280–281.