



**HAL**  
open science

# Les ressources géothermiques profondes au Québec et en Colombie : un secteur dont le développement pourrait s'inspirer des centrales géothermiques en France

D Blessent, Jasmin Raymond, Chrystel Dezayes

## ► To cite this version:

D Blessent, Jasmin Raymond, Chrystel Dezayes. Les ressources géothermiques profondes au Québec et en Colombie : un secteur dont le développement pourrait s'inspirer des centrales géothermiques en France. TSM. Techniques Sciences Méthodes – Génie urbain, génie rural, 2016, 9, pp.13. hal-03996840

**HAL Id: hal-03996840**

**<https://brgm.hal.science/hal-03996840v1>**

Submitted on 20 Feb 2023

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# Les ressources géothermiques profondes au Québec et en Colombie : un secteur dont le développement pourrait s'inspirer des centrales géothermiques en France

■ D. BLESSENT<sup>1</sup>, J. RAYMOND<sup>2</sup>, C. DEZAYES<sup>3</sup>

Mots-clés : électricité, géothermie, impact environnemental, Colombie, Québec, France

Keywords: electricity, geothermal energy, environmental impact, Colombia, Quebec, France

## Introduction

Le début du XXI<sup>e</sup> siècle a été marqué par une préoccupation croissante, au niveau mondial, de l'approvisionnement énergétique, pas uniquement en relation avec la quantité de ressources, mais également à propos de leur qualité et de leur sécurité, avec une nouvelle ouverture face aux énergies renouvelables, dont les impacts environnementaux sont faibles. Les éléments qui justifient ce changement sont liés à l'augmentation des événements climatiques extrêmes et aux variations climatiques, à l'épuisement des ressources d'hydrocarbures conventionnelles, aux émissions de gaz à effet de serre (GES) et à la sécurité des exploitations.

Dans ce contexte de changements climatiques, le Québec doit s'attendre à une augmentation des précipitations d'ici l'horizon 2050 ; soit de 16,8 % à 29,4 % au Nord et de 8,6 % à 18,1 % au Sud en saison hivernale et de 3,0 % à 12,1 % au Nord et un changement négligeable au Sud en saison estivale [OURANOS, 2010]. En Colombie, au contraire, les périodes de sécheresse prolongées pendant le phénomène météoro-

logique de la Niña, qui s'observe de façon cyclique [POVEDA *et al.*, 2001], pourraient affecter les réserves hydroélectriques.

En ce qui concerne les GES, la production d'énergie constitue, parmi toutes les activités anthropiques, la principale source d'émission, puisque les combustibles fossiles représentent la première source énergétique mondiale, avec environ 80 % de l'énergie produite [IEA, 2014]. En 2012, le Canada a été le huitième pays générateur de GES avec 534 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, ce qui constitue une augmentation de 25 % entre 1990 et 2012. Dans la même période, la Colombie a montré une augmentation de 46 %, avec un total de 67,4 millions de tonnes de GES en 2012. À l'opposé, en France, on a observé une importante réduction de 46 %, avec 40,2 millions de tonnes de GES en 2012 [IEA, 2014]. Dans ce même pays, il y a eu en fait une relance des énergies renouvelables, et en particulier de la géothermie, pour lutter contre le réchauffement climatique [PENOUËL, 2007].

Le regain d'intérêt pour les énergies renouvelables, dont la géothermie, offre d'attrayantes opportunités pour répondre de façon durable aux besoins énergétiques, qui sont liés à la croissance et à la densité démographique de chaque pays. Au Québec (superficie de 1,5 million de km<sup>2</sup> et 8,215 millions d'habitants, dont un quart concentré dans la ville de Montréal), la consommation d'électricité, tous secteurs confondus

<sup>1</sup> Programa Ingeniería Ambiental, Universidad de Medellín – Carrera 87 N° 30 – 65 Medellín – Colombie. Courriel : dblessent@udem.edu.co

<sup>2</sup> Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement – 490, rue de la Couronne – Québec (Québec) G1K 9A9 – Canada. Courriel : jasmin.raymond@ete.inrs.ca

<sup>3</sup> BRGM – 3, avenue Claude-Guillemain – BP36009 – 45060 Orléans cedex 2 – France. Courriel : c.dezayes@brgm.fr

(résidentiel, commercial, industriel et autres), devrait augmenter entre 2015 et 2027 de 7 à 25 % [ECORESOURCES INC., 2013]. En Colombie (superficie de 1,14 million de km<sup>2</sup> et 46,5 millions d'habitants, avec presque un quart concentré dans les villes de Bogotá et Medellín), la demande d'électricité devrait augmenter entre 2015 et 2030 de 50 à 90 % [UPME, 2013].

Actuellement, le secteur hydroélectrique est celui qui contribue le plus à la production d'électricité ; 95 % et 68 % au Québec et en Colombie, respectivement. Toutefois, il y a un intérêt semblable envers l'exploitation des ressources géothermiques profondes afin de maintenir une production d'électricité durable. Ces ressources varient en fonction de l'énergie thermique stockée dans la croûte terrestre, qui change selon les conditions géologiques locales. Il existe deux types de ressources géothermiques associées aux réservoirs hydrothermaux conventionnels et aux systèmes géothermiques ouvragés (Enhanced Geothermal System ; EGS) ou non conventionnels [GÉRARD *et al.*, 2006]. Pour ces derniers, la perméabilité du réservoir est augmentée autour des puits de production et d'injection, généralement par fracturation hydraulique, mais d'autres moyens peuvent être envisagés suivant les contextes : stimulation chimique et thermique, développement de design de puits originaux. Une fois que le développement du réservoir est réalisé, le fluide présent en profondeur est exploité puis réinjecté afin de maintenir la pression de production et de ne pas polluer les eaux de surface par un fluide généralement fortement salé et minéralisé. La conversion d'énergie thermique en électricité peut se faire par cycles thermodynamiques de type simple, à vapeur sèche ou flash, ou de type binaire, qui permet l'exploitation de température plus basse (à partir de 120 °C environ) [FRIDLEIFSSON et FREESTON, 1994].

La production d'énergie géothermique ne dépend pas des conditions climatiques et peut s'effectuer de façon constante à grande échelle, avec une occupation du sol limitée, contrairement aux autres types de production d'énergie renouvelable comme l'éolien, le solaire et l'hydroélectricité. Cette dernière filière, principale source d'électricité au Québec et en Colombie, génère des impacts importants de type environnemental (écosystèmes aquatiques et transport

de sédiments dans les cours d'eau, par exemple) et social (déplacement de populations et perte de terres agricoles ou forestières [KILLINGTVEIT, 2014]).

À travers une revue de littérature, l'objectif de ce travail est de fournir des informations pertinentes pour identifier des domaines de recherche prioritaire dans le but de favoriser le développement de la géothermie dans les deux nations considérées. Pour ce faire, les centrales de Soultz-sous-Forêts (Alsace) et Bouillante (Guadeloupe) sont considérées comme des modèles d'exploitation géothermique pour le Québec et la Colombie, respectivement.

## 1. Géothermie au Québec

Actuellement, il n'y a pas de production d'électricité au Québec à partir de la géothermie profonde. Les systèmes géothermiques superficiels sont utilisés uniquement pour le chauffage ou la climatisation des bâtiments, selon la saison. Ils se composent d'une pompe à chaleur et d'une boucle souterraine, ouverte ou fermée, horizontale ou verticale, où circule un fluide caloporteur, selon le système.

Pour la production d'électricité, il n'y a pas de réservoirs géothermiques de haute température qui puissent être exploités. Toutefois, on s'intéresse aux systèmes géothermiques ouvragés dans les bassins sédimentaires : principalement dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (BTSL), les Appalaches près de Gaspé et Matapédia, ainsi que les îles de la Madeleine et d'Anticosti. La géologie de ces régions est connue grâce aux puits d'exploration pétrolière et gazière, dont l'information publique est disponible dans la base de données du ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec [MRNFQ, 2009]. Les températures en profondeur et le flux de chaleur terrestre ont été estimés à partir des mesures de températures en forages. Puisque ces températures ont été mesurées en présence de fluides utilisés lors du forage (refroidissement du puits, maintien de la pression, remontée des débris...), des corrections ont été apportées pour estimer la température réelle en profondeur. Les méthodes proposées par HARRISON *et coll.* [1983] et Southern Methodist University [BLACKWELL et RICHARDS, 2004] ont été appliquées par MAJOROWICZ et MINEA [2012] pour calculer les températures montrées dans la *figure 1*,

ainsi que par BÉDARD et coll. [2014] pour préparer un modèle tridimensionnel de la distribution de température.

Dans le bassin des BTSL, les calcaires des groupes de Trenton, de Black River et de Chazy, les dolomies du groupe de Beekmantown et les grès du groupe de Potsdam constituent des formations réservoirs potentielles. Au-dessus se trouvent des couches géologiques de confinement ayant une faible perméabilité, ou roches-couvertures : il s'agit des unités silicoclastiques à grains fins des groupes du Shale d'Utica, de Sainte-Rosalie et de Lorraine. Selon les valeurs de porosité et de perméabilité estimées, les formations du groupe de Potsdam sont les plus susceptibles de contenir et pouvoir transmettre une quantité significative d'eau souterraine [RAYMOND *et al.*, 2012]. Le socle précambrien, sous la séquence sédimentaire, présente quant à lui un potentiel pour les systèmes géothermiques ouvragés. La présence de failles et d'autres discontinuités dans les roches sédimentaires et de socle est un élément positif face à l'exploitation des réservoirs géothermiques, puisqu'une perméabilité secondaire favorise la circulation des fluides [MINEA et MAJOROWICZ, 2011]. S'il s'avère nécessaire d'augmenter la perméabilité des réservoirs géothermiques, on considérera la possibilité d'appliquer des techniques de type EGS.

La péninsule Gaspésienne des Appalaches, où se trouvent les unités sédimentaires de la ceinture de Gaspé, étudiées comme réservoirs potentiels de gaz et pétrole [LAVOIE *et al.*, 2009], pourrait être une cible d'exploration géothermique grâce au contenu en eau saline et à l'augmentation de la température avec la profondeur [MAJOROWICZ et MINEA, 2013]. Dans cette région, les puits montrent quelques anomalies au-dessus du gradient moyen de 27 °C/km. Pour générer l'électricité avec des cycles thermodynamiques adaptés aux très basses températures, il faudrait atteindre au moins 4 km de profondeur où la température serait ainsi > 100 °C, bien que des températures de 80 à 100 °C aient été identifiées à des profondeurs de 2 à 3 km [MAJOROWICZ et MINEA, 2013].

De façon générale, le Québec renferme des ressources géothermiques de basse température pouvant atteindre 120 à 150 °C entre 5 et 6 km de profondeur, tel qu'illustré par les zones jaunes sur la *figure 1*.

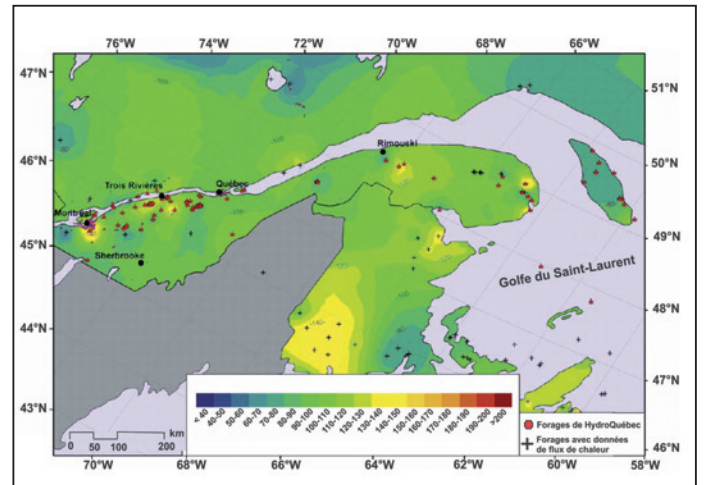


Figure 1. Température à 5 km de profondeur (adaptée de MAJOROWICZ et MINEA [2012])

## 2. Géothermie en Colombie

### 2.1. Des ressources géothermiques nombreuses mais encore peu exploitées

La Colombie, située aux frontières des plaques tectoniques d'Amérique du Sud, de Nazca et des Caraïbes, se caractérise par des régions volcaniques actives dans la Cordillère occidentale et centrale, et par une activité ignée latente dans la Cordillère orientale, où des sources thermales de hautes températures seraient causées par des remontées magmatiques [CORPOEMA, 2010]. Grâce aux régions volcaniques, la température du sous-sol est élevée à des profondeurs relativement proches de la surface (*figure 2*), à l'opposé du contexte géologique du Québec (*figure 1*). En Colombie, des études d'exploration des ressources géothermiques ont été effectuées à partir de la fin des années 1970 dans différentes zones du pays. Le potentiel géothermique de la Colombie a été estimé à 2 210 MWe [BATTOCLETTI *et al.*, 1999]. Les ressources géothermiques prises en considération jusqu'à maintenant sont celles localisées à la frontière Colombie-Équateur, près des volcans Chiles, Tufiño, Cerro Negro, Cumbal et Azufral, dans la région de Paipa et Iza ainsi que dans le complexe volcanique du Nevado del Ruiz [ISAGEN et BID, 2012]. Toutefois, il n'y a pas encore de centrales géothermiques. Parmi les causes, MEJÍA et coll. [2014] indiquent que la Colombie a une capacité technique et scientifique limitée pour développer un projet d'une telle envergure, que les régions d'intérêts se trouvent éloignées

des centres urbains, où l'accès est difficile et qu'il n'y a pas de connexion au réseau de transmission national d'électricité.

La figure 2 montre les températures calculées à une profondeur de 3 km par interpolation avec une fonction linéaire dont la pente est égale au gradient géothermique local ; cette carte a été créée avec 1 767 données de gradient géothermique mesurées dans 1 663 puits de pétrole des bassins sédimentaires et des estimations de température à partir des indicateurs géochimiques pour 104 sources hydrothermales [INGEOMINAS, 2000].

## 2.2. Volcan Nevado del Ruiz

Le volcan Nevado del Ruiz (NDR) est un stratovolcan actif situé dans la partie centrale de la Cordillère centrale de la Colombie, à la frontière des départements de Caldas et Tolima. Il a une altitude de 5 321 m et il est couvert par un glacier épais. Le processus tectonique le plus important dans cette région est la convergence de la plaque Nazca sous la plaque d'Amérique du Sud, à une vitesse d'environ 54 mm/an [TRENKAMP *et al.*, 2002]. La région est caractérisée par l'intersection entre un groupe de failles longitudinales, alignées avec la direction de la chaîne des Andes, et deux autres groupes de failles transversales. Le socle rocheux du NDR comprend des roches métamorphiques d'âge paléozoïque du complexe de Cajamarca (schistes graphitiques et schistes verts) et des roches plutoniques d'âge paléocène

avec une composition tonalitique à granodioritique ; les produits volcaniques sont principalement des laves andésitiques à dacitiques typiques des volcans des zones de subduction ; l'analyse pétrographique d'échantillons de roche a permis de conclure que l'injection de magma dans une chambre superficielle est probablement alimentée par une chambre plus profonde [RAYO ROCHA et ZULUAGA, 2011].

La première étude géothermique de ce site a été réalisée à la fin des années 1960 par la compagnie italienne Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL) en collaboration avec la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC). ARANGO et coll. [1970] présentent les résultats de cette étude en décrivant un modèle du réservoir géothermique où il y aurait une circulation superficielle séparée par une circulation profonde et régionale : la portion supérieure du complexe métamorphique de Cajamarca serait la roche-couverture qui sépare les deux systèmes.

BATTOCLETTI et coll. [1999] présentent un résumé des travaux effectués sur le site du complexe NDR : une étude de pré faisabilité menée par la CHEC en 1983 montrait la localité Las Nereidas comme zone prioritaire pour l'exploration géothermique ; en 1992, une réévaluation des données disponibles et l'utilisation des géothermomètres indiquaient que deux puits exploratoires de 1 500 m de profondeur pourraient être forés près de Las Nereidas et des sources thermales Botero Londoño. En 1997, le premier et unique puits exploratoire fut foré près de Las Nereidas. Il faut rappeler que l'éruption du NDR en 1985, tristement connue pour la tragédie d'Armero, empêcha la réalisation d'autres travaux de terrain entre 1983 et 1992.

MONSALVE et coll. [1998] indiquent que le puits Nereidas a atteint 1 466 m de profondeur seulement, bien qu'une profondeur de 2 000 m fût planifiée, puisqu'il a subi une forte déviation de sa trajectoire. La température mesurée au fond du forage fut de 200 °C ; à cause de la présence d'épidote, minéral de haute température, des températures plus élevées peuvent être espérées. De plus, l'observation de failles dans deux directions à partir de 1 371 m de profondeur suggère une perméabilité secondaire dans le réservoir.

Parmi les études plus récentes, on peut mentionner les travaux de MEJÍA et coll. [2012], FORERO HERRERA

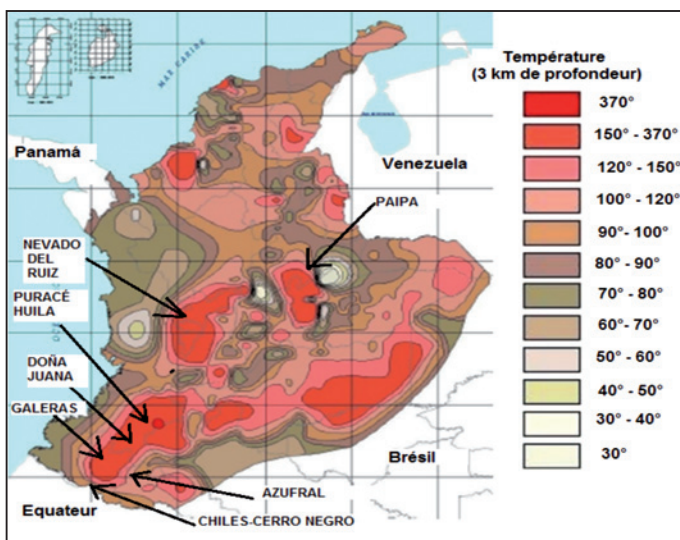


Figure 2. Potentiel géothermique en Colombie (modifiée de INGEOMINAS [2000])



[2012], ROJAS SARMIENTO [2012], ALMAGUER RODRIGUEZ [2013] et MEJÍA et coll. [2014]. MEJÍA et coll. [2012] proposent un modèle structural pour expliquer la localisation des sources thermales et la circulation des fluides souterrains dans la région au nord-est du volcan NDR. Ce modèle a été défini à partir d'interprétation de photos aériennes, de modèles numériques de terrain, d'analyse des traits morphologiques et tectoniques et d'un calcul du champ de contraintes. L'étude géochimique de FORERO HERRERA [2012] a permis d'identifier deux types d'eaux souterraines : chloro-alkalines provenant d'aquifères profonds et sulfatées dont la composition chimique dépend de l'adsorption directe de gaz magmatiques. ROJAS SARMIENTO [2012] interprète des sondages géophysiques comme la variation spatiale des valeurs de résistivité électrique et de susceptibilité magnétique qui peut être associée aux différentes lithologies et aux zones d'altération hydrothermale. ALMAGUER RODRIGUEZ [2013] présente les résultats d'une étude magnéto-tellurique menée dans la région au nord du NDR ; un potentiel géothermique élevé a été identifié où il y a des failles avec des zones d'anomalie de conductivité (5 ohm-m) confinant des zones de résistivité modérée (40-50 ohm-m). Même si une roche-couverture n'a pas été identifiée avec les méthodes géophysiques, les zones conductrices profondes peuvent être considérées comme un réservoir potentiel, en particulier si elles montrent des intersections avec des failles. MEJÍA et coll. [2014] décrivent l'exécution, par la compagnie colombienne Isagen, de trois forages de 300 m de profondeur dont deux profils de température sont présentés par ROJAS SARMIENTO [2012]. Selon MEJÍA et coll. [2014], une fois que l'étude d'impact environnemental sera complétée, des puits d'exploration profonds devraient être forés et une centrale de 50 MW pourrait être développée en 2018. Toutefois, vu l'ampleur du projet, il est possible que cet échéancier prenne du retard.

### 3. Géothermie pour la production d'électricité en France

En Alsace, à Soultz-sous-Forêts, un important projet pilote visant le développement d'un système géothermique ouvragé a été lancé en 1987 et continue à

susciter l'intérêt de la communauté internationale [SYNDICAT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, 2012]. Bien que les études de reconnaissances aient indiqué qu'en France il n'y a pas de contextes géologiques favorables pour le développement de la géothermie haute enthalpie, dans les départements d'outre-mer, il y a des conditions plus propices pour l'exploitation de ce type de ressources. La première centrale géothermique française a en fait été construite sur l'île de Guadeloupe et a commencé sa production en 1986 [JAUD et LAMETHE, 1985]. Dans les sections qui suivent, les caractéristiques principales des sites de Soultz-sous-Forêts (Alsace) et de Bouillante (Guadeloupe) sont résumées pour donner un exemple d'exploitation de ressources géothermiques EGS et de haute enthalpie.

#### 3.1. Centrale géothermique pilote à Soultz-sous-Forêts (Alsace)

Le système géothermique ouvragé à Soultz-sous-Forêts, en Alsace (France), fait l'objet d'études commencées en 1986 [GÉRARD et KAPPELMEYER, 1987]. Ce site, fort d'une expérience acquise pendant 30 ans de travaux, constitue un modèle pour le développement de la filière géothermique profonde au Québec.

Le fossé rhénan constitue une structure de rift avec un amincissement crustal amenant le Moho à 24 km de profondeur [DÈZES et ZIEGLER, 2004] et, de surcroît, une anomalie thermique régionale. Plus localement, il existe plusieurs anomalies thermiques le long de la bordure ouest du fossé qui sont le résultat de remontée de fluide profond vers la surface [PRIBNOW et SCHELLSCHMIDT, 2000]. C'est au niveau d'une de ces anomalies, responsable du champ pétrolifère de Merkwiller-Pechelbronn, qu'a été implanté le site de Soultz-sous-Forêts [GENTER, 1990] : localement, la température excède 50 °C à 400 m de profondeur et le gradient en surface peut dépasser 10,5 °C/100 m. La forme de l'anomalie est définie selon la structure déterminée par des failles normales, alors que le maximum de l'anomalie correspond au « horst » de Soultz, une zone moins effondrée par rapport au socle avoisinant [BAILLIEUX *et al.*, 2014]. L'exploitation pétrolière qui a eu lieu dans le secteur a permis d'évaluer de façon détaillée le contexte géologique du site jusqu'à 1 400 m de profondeur. Des couches de roches

sédimentaires de 1,5 km d'épaisseur [GÉRARD *et al.*, 2006] recouvrent le socle granitique fracturé, montrant une altération hydrothermale associée aux failles.

Le premier forage expérimental, nommé GPK1, fut foré en 1987, jusqu'à une profondeur de 2 000 m, dont 1 376 m ont traversé la couverture sédimentaire avant d'atteindre le massif granitique. Le forage faisait partie du projet européen HDR, dont l'objectif était de vérifier la faisabilité de créer un réservoir géothermique par stimulation des fractures naturelles existantes dans le massif granitique [GÉRARD et KAPPELMEYER, 1987]. Après l'approfondissement de GPK1 à 3 600 m et la réalisation d'un second forage, GPK2, à 3 880 m en 1995, une première connexion avec un réservoir situé à environ 3,5 km de profondeur a été réalisée [GÉRARD *et al.*, 2006]. Fort de ce succès, il a été décidé de poursuivre l'expérimentation à une profondeur de 5 km afin d'atteindre la température de 200 °C nécessaire à l'époque pour faire tourner une turbine et produire de l'électricité [DEZAYES *et al.*, 2005]. Ainsi, le puits GPK2 a été approfondi, et les puits GPK3 et GPK4 ont été forés jusqu'à 5 km de profondeur. Les puits ont été stimulés par des méthodes hydrauliques et chimiques pour créer un réservoir avec une perméabilité suffisante afin de garantir une exploitation rentable des ressources géothermiques [GÉRARD *et al.*, 2006]. La stimulation hydraulique a entraîné des coûts élevés et sans donner les résultats espérés suivant les puits. De plus, cela a causé un débat public à la suite de la sismicité induite par les opérations, bien qu'à Soultz-sous-Forêts, contrairement à Bâle, il n'y ait pas eu de dégât matériel engendré par cette sismicité de très faible magnitude. Ces résultats décevants et l'observation de fractures remplies de carbonates et autres minéraux solubles ont amené à l'application de la stimulation chimique. Les trois puits ont été stimulés avec des quantités différentes de produits chimiques dans le but de dissoudre la quantité maximale de minéraux précipités dans les fractures et pores du réservoir granitique. Les produits utilisés sont l'acide chlorhydrique (HCl) en différentes concentrations (de 0,09 % jusqu'à 0,45 %), l'acide nitrilotriacétique, l'argile organique acide et la boue acide. Les détails de chaque stimulation sont

présentés par PORTIER et coll. [2009], qui concluent que la stimulation chimique doit être combinée avec la stimulation hydraulique ; de cette façon, cette dernière est réalisée à des pressions modérées, en réduisant le risque de sismicité induite.

À travers une analyse de la performance environnementale des systèmes géothermiques ouverts basée sur l'évaluation du cycle de vie, LACIRIGNOLA et BLANC [2013] ont démontré que, d'un point de vue technique et financier, une profondeur de 5 km est trop grande pour la mise en place d'un système géothermique avec stimulation du réservoir dans le graben rhénan. Une profondeur de 3 à 4 km est donc suggérée, en considérant qu'à l'heure actuelle les technologies de conversion de chaleur en électricité ont fait d'énormes progrès et que l'on peut maintenant produire de l'électricité avec des températures plus basses que 200 °C, à partir de 120 °C.

### 3.2. Centrale géothermique de Bouillante (Guadeloupe)

La centrale géothermique de Bouillante, sur l'île volcanique de Guadeloupe, est la seule centrale de ce type dans les Caraïbes. La Guadeloupe se situe au voisinage de la zone de subduction entre la plaque de l'Amérique du Nord et la plaque des Caraïbes, où la première descend sous la deuxième à une vitesse moyenne de 2 cm/an [GAILLER *et al.*, 2014]. Il s'agit d'une région avec un important risque sismique, en plus d'être soumise aux cyclones tropicaux, généralement entre juillet et octobre [JAUD et LAMETHE, 1985].

Le réservoir géothermique de Bouillante est constitué de grès et de tufs volcaniques de faible porosité, recoupés par deux systèmes régionaux de failles [JAUD et LAMETHE, 1985]. Les premiers puits exploratoires, BO-1, BO-2 et BO-3, avec une profondeur entre 350 et 850 m, furent forés entre 1969 et 1970, mais seul BO-2 (350 m de profondeur) fut producteur [BEUTIN et LAPLAIGE, 2006]. Un quatrième puits BO-4 fut foré entre 1974 et 1977 jusqu'à 2,5 km de profondeur et, finalement, trois puits inclinés, BO-5, BO-6 et BO-7, furent forés en 2001, jusqu'à une profondeur de 1 200 et 1 400 m. Tous ces puits ont montré des températures élevées (200-250 °C) et une forte anisotropie dans la perméabilité liée au réseau

de fractures. Les dépôts de carbonates et de silicates ont réduit la circulation des fluides et certains puits (BO-1, BO-3, BO-7) ne sont pas de bons producteurs. La trajectoire des puits doit recouper les principales failles du système pour que la production des puits soit optimisée. Ces failles sont une cible d'exploration mise en évidence par les modèles géologiques 3D, comme celui de CALCAGNO et coll. [2012], qui a permis de visualiser la géologie du réservoir et ses éléments structuraux principaux. Ces géomodèles, construits à partir d'observations d'affleurements et des données obtenues par méthodes géophysiques, constituent un outil d'aide à la décision pour, par exemple, planifier les travaux de terrain futurs et servir de base pour la simulation de la circulation des fluides et le transfert de la chaleur dans le réservoir. La centrale géothermique est actuellement constituée par deux unités : Bouillante 1, de type double-flash, alimentée par un puits de 350 m de profondeur et d'une capacité nominale de 4,7 MW, et Bouillante 2, alimentée par trois puits de 1 000 à 1 150 m de profondeur et une de capacité nominale de 11 MW. En 2005, la production comblait 7 % des besoins en électricité de l'île [GAILLER *et al.*, 2014]. DEMARCQ et coll. [2014] décrivent les travaux récents menés à la centrale : en 2010, la sécurité des installations a été améliorée pour assurer la résistance aux séismes ; entre 2011 et 2013, un plan stratégique spécifique qui visait la réduction d'une contamination par le bruit a permis de réduire cet impact, une réduction des émissions de H<sub>2</sub>S a été accomplie et une réinjection partielle de la saumure a été entreprise afin de maintenir une pression suffisante dans le réservoir. De plus, ces mêmes auteurs indiquent qu'une troisième unité, Bouillante 3, devrait être mise en œuvre et que d'autres forages exploratoires devront être réalisés pour cela, avec, probablement, une phase d'exploration en amont. Une stimulation de captage des fluides et de l'augmentation du taux d'injection de saumure sera aussi considérée avant d'augmenter la puissance actuelle de la centrale. Il faut considérer que tout nouveau projet devra faire face aux défis suivants [BEUTIN et LAPLAIGE, 2006] : les puits devront intercepter des failles avec une haute perméabilité ; la topographie abrupte, l'aire urbaine et la

préservation de zones déclarées parcs naturels limiteront la surface disponible pour l'emplacement des plateformes de forage ; le contexte géographique – petite île des Caraïbes éloignée du continent – entraîne des coûts élevés pour tout type de travail d'exploration et de construction ; et finalement l'évaluation du risque qui doit être effectuée de manière appropriée lors de l'exécution des forages jusqu'à la mise en opération d'une nouvelle unité.

#### 4. Impact environnemental de la géothermie de haute énergie

Bien que les impacts environnementaux associés à la géothermie de très basse énergie aient été clairement identifiés [BÉZÉLGUES-COURTADE *et al.*, 2013], ceux engendrés par le développement et l'opération d'un système géothermique profond requièrent des analyses poussées et complexes. Lors de l'étape de préfaisabilité, une étude d'impact environnemental est requise avant de commencer le forage des puits d'exploration. Cette étude doit considérer la conception et la localisation de la plateforme de forage, le dialogue avec les communautés locales touchées par le projet, la pollution sonore, la gestion des eaux usées, des fluides de forage et tout autre type de résidus, la gestion des fuites potentielles de fluides géothermiques pendant le forage, un plan d'urgence en cas de séisme ou, le cas échéant, une éruption volcanique et la conception d'un système de gestion des fluides géothermiques utilisés pour l'essai des puits [ISAGEN et BID, 2012]. À l'étape de faisabilité, il faut évaluer l'impact environnemental associé à la construction et à la mise en marche de la centrale. Un plan de gestion environnementale est finalement requis une fois que la centrale est en fonction.

BARBIER [2002] présente une description détaillée des impacts environnementaux associés aux centrales géothermiques, considérant la contamination de l'air et des bassins d'eau de surface, l'affaissement du sol, la sismicité induite et le bruit. Malgré que la majorité des émissions gazeuses soient constituées de vapeur d'eau, une petite proportion d'environ 2,5 à 47 g/kg est composée de gaz comme le CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, et CH<sub>4</sub> [BARBIER, 2002]. Ces gaz sont émis même s'il n'y a pas d'exploitation en cours, à travers,



par exemple, les sources hydrothermales, fumerolles et les autres manifestations naturelles de la chaleur contenue dans le réservoir. Le gaz le plus abondant dans les émissions d'une centrale à vapeur est le CO<sub>2</sub>, tandis que celui qui est le plus préoccupant est le H<sub>2</sub>S, bien que tous deux soient en dessous des concentrations émises par des centrales thermiques (figure 3). Le contenu des gaz dans les émissions de chaque centrale géothermique dépend principalement de la géologie du réservoir et suit une tendance décroissante avec l'avancement de l'exploitation du réservoir. Aucune émission de gaz ou de liquide n'est générée par les centrales de type binaire, où le fluide géothermique extrait est dirigé vers un échangeur de chaleur et par la suite réinjecté dans le sous-sol [BARBIER, 2002]. Le système de réinjection peut paraître coûteux lors de l'installation puisque des puits de réinjections sont requis, mais à long terme il est d'un coût raisonnable [FRIDLEIFSSON et FREESTON, 1994].

La possible contamination des bassins d'eau de surface est strictement liée à la gestion des fluides géothermaux, qui ont une salinité élevée. La méthode traditionnelle de gestion des fluides géothermiques prévoit leur réinjection : cela évite la contamination en surface et contribue à maintenir une pression

appropriée dans le réservoir, ce qui aide à prolonger la durée de l'exploitation [BARBIER, 2002].

Bien que l'affaissement du sol ne soit pas une conséquence commune de l'exploitation d'un système géothermique [LOWE, 2012], certains cas sont survenus, comme à Dixey Valley au Nevada [ALLIS *et al.*, 1999] et aux Geysers en Californie [MOSSOP et SEGALL, 1997]. L'affaissement peut être minimisé avec la réinjection des fluides géothermiques ; s'il se produit, l'affaissement peut être contrôlé avec un suivi de l'élévation du sol et une gestion rationnelle des aquifères [LOWE, 2012].

La sismicité induite peut être associée à la réinjection des fluides géothermiques ou à la stimulation des réservoirs, tel que survenu au site expérimental de Soutz-sous-Forêts. À la centrale de Cerro Prieto au Mexique, la sismicité induite et l'affaissement du sol sont couplés au contexte tectonique spécifique de la région, qui se trouve dans l'extrémité méridionale de la célèbre faille de San Andreas [CARNEC et FABRIOL, 1999]. Dans ce contexte, la géologie locale joue un rôle important pour la quantification des impacts. Le projet Deep Heat Mining Basel, à Bâle, en Suisse, est un exemple des conséquences négatives de la stimulation hydraulique massive des systèmes

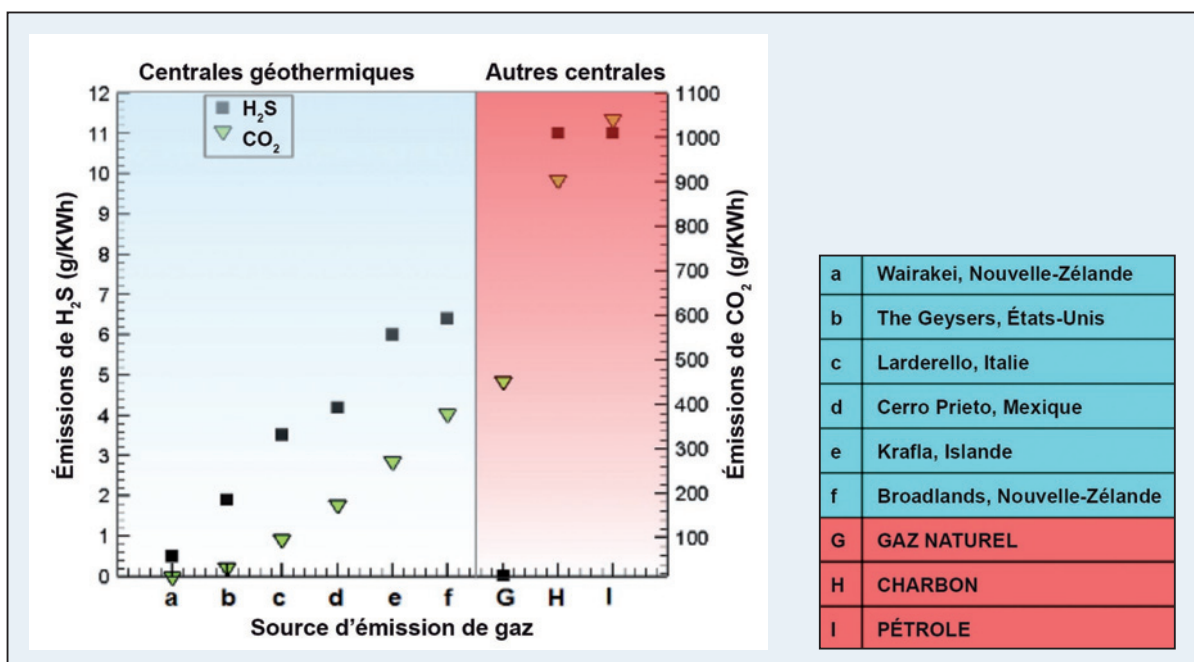


Figure 3. Émissions de CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S par type de centrale (modifiée de Barbier[2002])

géothermiques ouvragés : à cause d'une sismicité induite trop élevée, impliquant en 2006 un séisme ressenti par la population et causant des dégâts légers aux bâtiments [MIGNAN *et al.*, 2015], les travaux liés à une potentielle exploitation géothermique ont été suspendus en 2009. La centrale The Geysers [EBERHART-PHILLIPS et OPPENHEIMER, 1984] et Berlin, El Salvador [KWIASTEK *et al.*, 2014], constituent d'autres exemples de sismicité induite par la production géothermique dans un contexte hydrothermal. Toutefois, la sismicité induite ne devrait pas être perçue comme un obstacle au développement des ressources géothermiques si le site est sélectionné de façon appropriée. La mitigation et la gestion des impacts sur les communautés par les opérateurs, travaillant aux activités de stimulation ou de réinjection, sont des éléments additionnels qui favorisent la compréhension des phénomènes géologiques face aux populations [MAJER *et al.*, 2007].

## Conclusion

Une revue de littérature a été effectuée dans le but d'offrir un portrait des connaissances attribuées aux ressources géothermiques profondes au Québec et en Colombie, deux nations qui montrent le même intérêt envers ces ressources et qui se trouvent à un stade de développement semblable puisqu'il n'y a pas de production d'électricité géothermique. Néanmoins, les environnements géologiques sont très différents : les bassins sédimentaires des Basses-Terres du Saint-Laurent et des Appalaches sont considérés au Québec, tandis qu'en Colombie on vise l'exploitation du potentiel géothermique dans les régions volcaniques localisées dans la Cordillère des Andes.

Au Québec, l'énergie éventuellement générée dans les Basses-Terres du Saint-Laurent pourrait être facilement intégrée au réseau de transport d'électricité. En Colombie, au contraire, il y a peu d'infrastructures de transport d'énergie dans les régions volcaniques. Également, en Colombie, le développement des ressources géothermiques prend du temps puisqu'il manque de professionnels qualifiés dans ce domaine et parce que les sites sont difficilement accessibles [MEJÍA *et al.*, 2014]. Les coûts et les risques élevés liés à l'exploration géothermique et l'abondance des

ressources hydroélectriques sont des éléments qui freinent le développement de la géothermie profonde tant au Québec qu'en Colombie.

L'étude de cas de Soultz-sous-Forêts donne un portrait intéressant au niveau des travaux de recherche requis pour le développement des systèmes géothermiques ouvragés, comme envisagé au Québec. Les techniques de stimulation (hydraulique ou chimique) doivent être définies et réalisées avec précaution pour réduire les impacts environnementaux liés à la sismicité induite ou à la contamination des ressources hydriques. La profondeur des forages et la viabilité économique sont des obstacles majeurs pour le développement de ce type de projets. L'évaluation du cycle de vie, tel que présentée par LACIRIGNOLA et BLANC [2013], est considérée comme une étape importante pour évaluer la viabilité d'un projet.

Le réservoir géothermique de la centrale de Bouillante en Guadeloupe est du même type que celui du complexe volcanique du NDR en Colombie : il s'agit de réservoirs liés à une activité volcanique récente, où la circulation des fluides se fait *via* les failles, qui constituent des éléments de haute perméabilité visés lors de l'exploration des ressources. Le développement d'une centrale géothermique dans le complexe volcanique du NDR devra faire face à une évaluation des impacts environnementaux comme dans le cas de la centrale de Bouillante, qui se trouve proche d'un centre urbain et de zones déclarées parcs naturels. Le complexe du NDR est en fait une zone touristique connue qui comprend le Parque de Los Nevados, ce qui constitue une forte contrainte environnementale. L'étude de MEJÍA NARIÑO [2013] n'est qu'un point de départ établissant une méthodologie pour évaluer l'impact environnemental causé par une centrale géothermique près du Parque de Los Nevado et plus de travaux devront être réalisés.

Le site de Bouillante, où un comité consultatif a été établi [DEMARCO *et al.*, 2014], est un excellent exemple qui démontre l'importance du dialogue avec les communautés locales au sujet de l'exploitation géothermique. Cet aspect devrait être pris en considération dans le développement de nouveaux projets géothermiques en Colombie ou au Québec.

La diversité des études revues souligne l'importance d'une équipe de travail multidisciplinaire et internationale, de la connaissance des expériences antérieures menées dans des contextes géologiques similaires et du dialogue avec les communautés locales afin de poursuivre un développement des ressources géothermiques. Les domaines de recherche prioritaires sont : 1) l'évaluation des ressources, particulièrement avec les méthodes de modélisation géologique 3D utilisées pour reproduire la lithologie et les structures ; 2) l'ingénierie de réservoir dans laquelle la simulation de l'extraction de chaleur dans le réservoir géothermique est généralement effectuée avec des modèles numériques pour prévoir la production de fluide ; 3) la conception de la centrale où les cycles de conversion de chaleur en électricité sont optimisés par méthodes analytiques et 4) la réduction des impacts environnementaux, considérant l'amélioration des techniques de stimulation et la gestion des fluides géothermiques via leur réinjection. L'expérience française dans ces domaines bénéficiera au Québec et à la Colombie.

## Bibliographie

ALLIS R.G., JOHNSON S.D., NASH G.D., BENOIT D. (1999) : « A Model for the Shallow Thermal Regime at Dixie Valley Geothermal Field ». *Geothermal Resources Council Transactions* ; 23 : 493-8.

ALMAGUER RODRIGUEZ J. (2013) : *Estudio magnetotérmico con fines de interés geotérmico en el sector norte del Nevado del Ruiz, Colombia* [thèse]. Centro de geociencias. Juriquilla, Universidad Nacional Autónoma de México. 139 pages.

ARANGO E., BUITRAGO J.A., CATALDI R., FERRARA G.C., PANICHI C., VILLEGAS J.V. (1970) : Preliminary study on the Ruiz Geothermal project (Colombia). *Geothermics* ; 2 : 43-56.

BAILLIEUX P., SHILL E., ABDEFETTAH Y., DEZAYES C. (2014) : « Possible natural fluid pathways from gravity pseudo-tomography in the geothermal fields of Northern Alsace (Upper Rhine Graben) ». *Geothermal Energy* ; 2 : 16. Consultable sur : [www.geothermal-energy-journal.com/content/2/1/16](http://www.geothermal-energy-journal.com/content/2/1/16)

BARBIER E. (2002) : « Geothermal energy technology and current status: an overview ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* ; 6 (1-2) : 3-65.

BATTOCLETTI L., BOB LAWRENCE & ASSOCIATES, INC. (1999) : *Geothermal resources in Latin America & the*

## Remerciements

Ce travail a été possible grâce au financement de mobilité offert à Daniela Blessent par le Centre de la francophonie des Amériques à travers le programme de « Mobilité des chercheurs dans les Amériques 2014 ». Ce programme vise à développer les connaissances et à encourager leurs diffusions en langue française tant auprès du milieu universitaire que des communautés locales. Des remerciements sont aussi adressés à María Isabel Vélez Márquez, étudiante au programme de Ingeniería Ambiental de la Universidad de Medellín pour son appui dans la recherche du matériel bibliographique relatif au volcan Nevado del Ruiz. Finalement, ce travail a permis le démarrage d'une ligne de recherche qui a amené au financement du projet « Unifying international research forces to unlock and strengthen geothermal exploitation of the Americas and Europe » par l'Unesco et l'IUGS (International Union of Geological Science) à travers l'International Geoscience Programme (IGCP). Un remerciement va aussi à ces organisations pour leur appui.

*Caribbean*. Sandia National Laboratories and U.S. Department of Energy, Office of geothermal Technologies. 214 pages.

BÉDARD K., RAYMOND J., MALO M., KONSTANTINOVS-KAYA E., MINEA V. (2014) : « St. Lawrence Lowlands bottom-hole temperature: various correction methods ». *GRC Transactions* ; 38 : 351-5.

BEUTIN P., LAPLAIGE P. (2006) : « Successful example of geothermal energy development in Volcanic Caribbean Islands. "Bouillante" Plant presentation and lessons learnt (in Guadeloupe) ». *Eastern Caribbean Geothermal Energy Project - Roseau, Dominica, Mars 15-17*.

BÉZÉLGUES-COURTADE S., DURST P., GARNIER F., IGNATIADIS I. (2013) : « Impact environnemental de la production de froid par la géothermie de très basse énergie sur aquifères. Retour d'expérience du site d'étude ImpAC Lyon ». *Techniques Sciences Méthodes* ; 12 : 65-73.

BLACKWELL D.D., RICHARDS M. (2004) : « Geothermal map of North America : Explanation of resources and applications ». *Geothermal Resources Council Transactions* ; (28) : 317-20.

- CALCAGNO P., BOUCHOT V., THINON I., BOURGINE B. (2012) : « A new 3D fault model of the Bouillante geothermal province combining onshore and offshore structural knowledge (French West Indies) ». *Tectonophysics* ; 526-529 : 185-95.
- CARNEC C., FABRIOL H. (1999) : « Monitoring and modeling land subsidence at the Cerro Prieto Geothermal Field, Baja California, Mexico, using SAR interferometry ». *Geophysical Research Letters* ; 26(9) : 1211-4.
- CORPOEMA (2010) : *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia*. Bogotá. 382 pages.
- DEMARCO F., VERNIER R., SANJUAN B. (2014) : « Situation and perspectives of the Bouillante geothermal power plant in Guadeloupe, French West Indies ». *Deep Geothermal Days*, Paris, France. HAL Id : hal-00945589.
- DÈZES P., SCHMID S.M., ZIEGLER P.A. (2004) : « Evolution of the European Rift System: interaction of the Alpine and Pyrenean orogens with their foreland lithosphere ». *Tectonophysics* ; 389 : 1-33.
- ECORESSOURCES INC. (2013) : *Les nouveaux marchés pour l'énergie éolienne au Québec - Rapport final*. Association canadienne de l'énergie éolienne. 70 pages.
- EBERHART-PHILLIPS D., OPPENHEIMER D.H. (1984) : « Induced seismicity in The Geysers geothermal area, California ». *Journal of geophysical research* ; 89(B2) : 1191-207.
- DEZAYES C., GENTIER S., GENTER A. (2005) : *Deep Geothermal Energy in Western Europe: The Soultz Project*. BRGM/RP-54227-FR. 48 p., 7 ill.
- FORERO HERRERA J.A. (2012) : *Caracterización de las alteraciones hidrotermales en el flanco Noroccidental del Volcán Nevado del Ruiz, Colombia* [thèse]. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá D.C. 121 pages.
- FRIDLIFSSON I.B., FREESTON D.H. (1994) : « Geothermal energy research and development ». *Geothermics* ; 23(2) : 175-214.
- GAILLER L.-S., BOUCHOT V., MARTELET G., THINON I., COPPO N., BALTASSAT J.-M., BOURGEOIS B. (2014) : « Contribution of multi-method geophysics to the understanding of a high-temperature geothermal province: The Bouillante area (Guadeloupe, Lesser Antilles) ». *Journal of Volcanology and Geothermal Research* ; 275 : 34-50.
- GENTER A. (1990) : *Géothermie roches chaudes sèches. Le granite de Soultz-sous-Forêts (Bas-Rhin, France). Fracturation naturelle, altérations hydrothermales et interaction eau-roche*. Bureau de recherches géologiques et minières, Document No. 185, Ed. BRGM, Orléans, France. 201 pages.
- GÉRARD A., GENTER A., KOHL T., LUTZ P., ROSE P., RUMMEL F. (2006) : « The deep EGS (Enhanced Geothermal System) project at Soultz-sous-Forêts (Alsace, France) ». *Geothermics* ; 35(5-6) : 473-83.
- GÉRARD A., KAPPELMAYER O. (1987) : « The Soultz-sous-Forêts project ». *Geothermics* ; 16 : 393-9.
- HARRISON W.E., LUZA K.V., PRATER M.L., REDD R.J. (1983) : *Geothermal resource assessment in Oklahoma*. Oklahoma Geological Survey. Special Paper 83-1. 42 pages.
- IEA – International Energy Agency (2014) : *IEA statistics – CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion : highlights*. Paris cedex, International Energy Agency: 136 pages.
- INGEOMINAS (2000) : *Mapa Geotérmico de Colombia Version 1.0. Escala 1:1.500.000. Memoria Explicativa. Exploración y Evaluación de Recursos Geotérmicos*. Bernal N.F., Ramírez G., Alfaro C. Bogotá. 51 pages.
- ISAGEN et BID – Banco Interamericano de Desarrollo (2012) : *Notas para la investigación y desarrollo de proyectos geotérmicos en Colombia*. 78 pages.
- JAUD P., LAMETHE D. (1985) : « The Bouillante geothermal power-plant, Guadeloupe ». *Geothermics* ; 14(2-3) : 197-205.
- KILLINGVEIT Å. (2014) : « Chapter 21 - Hydroelectric Power ». In : T.M. Letcher, *Future Energy* (Second Edition). Boston, Elsevier : 453-470.
- KWIATEK G., BULUT F., BOHNHOFF M., DRESEN G. (2014) : « High-resolution analysis of seismicity induced at Berlín geothermal field, El Salvador ». *Geothermics* ; 52 : 98-111.
- LACIRIGNOLA M., BLANC I. (2013) : « Environmental analysis of practical design options for enhanced geothermal systems (EGS) through life-cycle assessment ». *Renewable Energy* ; 50 : 901-14.
- LAVOIE N., PINET J., DIETRICH J., HANNIGAN P., CASTONGUAY S., HAMBLIN A.P., GILES. P. (2009) : « Petroleum resource assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence platform and Appalachians of Eastern Canada ». *Geological Survey of Canada* : 275 pages.
- LOWE M. (2012) : « Subsidence in sedimentary basins due to groundwater withdrawal for geothermal energy development ». *Utah Geological Survey* : 17 pages.
- MAJER E.L., BARIA R., STARK M., OATES S., BOMMER J., SMITH B., HIROSHI A. (2007) : « Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems ». *Geothermics* ; 36(3) : 185-222.
- MAJOROWICZ, J., MINEA V. (2012) : « Geothermal energy potential in the St-Lawrence River area, Québec ». *Geothermics* ; 43 : 25-36.
- MAJOROWICZ J., MINEA V. (2013) : « Geothermal anomalies in the Gaspésie Peninsula and Madeleine Islands, Québec ». *GRC Transactions* ; 37 : 295-300.
- MEJÍA E., RAYO L., MÉNDEZ J., ECHEVERRI J. (2014) : « Geothermal Development in Colombia ». *Short Course VI on Utilization of Low and Medium Enthalpy Geothermal Resources and Financial Aspects of Utilization*, Santa Tecla, El Salvador, Mars 23-29.
- MEJÍA E., VELANDIA F., ZULUAGA C.A., LÓPEZ J.A., CRAMER T. (2012) : « Análisis estructural al noreste del Volcán Nevado de Ruiz Colombia – Aporte a la Exploración Geotérmica ». *Boletín de Geología* ; 34(1) : 27-41.
- MEJÍA NARIÑO N.R. (2013) : *Metodología adaptada para valoración del Impacto Ambiental Potencial Ocasionado por el Aprovechamiento de Energía Geotérmica Sobre el*



Complejo "Parque Natural Nacional de Los Nevados y su Zona de Amortiguación" en las Áreas de Influencia de los Departamentos de Caldas y Risaralda. Universidad de Manizales, Centro de Investigaciones en Medio Ambiente y Desarrollo-CIMAD. 140 pages.

MIGNAN A., LANDTWING D., KÄSTLI P., MENA B., WIEMER S. (2015) : « Induced seismicity risk analysis of the 2006 Basel, Switzerland, Enhanced Geothermal System project: Influence of uncertainties on risk mitigation ». *Geothermics* ; 53 : 133-46.

MINEA V., MAJOROWICZ J. (2011) : « Assessment of Enhanced Geothermal Systems potential in Québec, Canada », AAPG/SPE/SEG Hedberg Research Conference *Enhanced Geothermal Systems*, Mars 14-18, Napa, Californie.

MONSALVE M.L., RODRIGUEZ G.I., MENDEZ R.A., BERNAL N.F. (1998) : « Geology of the Well Nereidas 1, Nevado Del Ruiz Volcano, Colombia ». *Geothermal Resources Council Transactions* ; 22 : 263-7.

MOSSOP A., SEGALL P. (1997) : « Subsidence at The Geysers Geothermal Field, N. California from a comparison of GPS and leveling surveys ». *Geophysical Research Letters* ; 24(14) : 1839-42.

MRNFQ – Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (2009) : *BHT well data base*.

OURANOS (2010) : *Savoir s'adapter aux changements climatiques*. Montréal. 138 pages.

PENOUEL D. (2007) : « Traitement des déchets, chauffage urbain et lutte contre le dérèglement climatique ». *Techniques Sciences Méthodes* ; 7-8 : 107-14.

PORTIER S., VUATAZ F.D., NAMI P., SANJUAN B., GÉRARD A. (2009) : « Chemical stimulation techniques for geothermal wells: experiments on the three-well EGS system at Soultz-sous-Forêts, France ». *Geothermics* ; 38(4) : 349-59.

POVEDA G., JARAMILLO A., GIL M.-M., QUICENO N., MANTILLA R.I. (2001) : « Seasonality in ENSO-related precipitation, river discharges, soil moisture, and vegetation index in Colombia ». *Water Resources Research* ; 37(8) : 2169-78.

PRIBNOW D., SCHELLSCHMIDT R. (2000) : « Thermal tracking of upper crustal fluid flow in the Rhine Graben ». *Geoph. Res. Letters* ; 27 (13) : 1957-60.

RAYMOND J., MALO M., COMEAU F.-A., BÉDARD K., LEFEBVRE R., THERRIEN R. (2012) : « Assessing the geothermal potential of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin in Quebec, Canada », *IAH congress, Niagara Falls*, Septembre 16-21. 8 pages.

RAYO ROCHA L., ZULUAGA C.A. (2011). « Procesos magmáticos en el volcán Nevado del Ruiz: un análisis cuantitativo textural ». *Boletín de Geología* ; 33 (2) : 59-72.

ROJAS SARMIENTO O.E. (2012) : *Contribución al modelo geotérmico asociado al sistema volcánico Nevado del Ruiz-Colombia, por medio del análisis de la relación entre la susceptibilidad magnética, conductividad eléctrica y térmica del sistema* [thèse]. Departamento de Geociencias. Bogotá Universidad Nacional de Colombia. 183 pages.

SYNDICAT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (2012) : *Principes de fonctionnement et usages de la géothermie*, source : ADEME / BRGM. 14 pages.

TRENKAMP R., KELLOGG J.N., FREYMUELLER J.T., MORA H.P. (2002) : « Wide plate margin deformation, southern Central America and northwestern South America, CASA GPS observations ». *Journal of South American Earth Sciences* ; 15(2): 157-71.

UPME – Unidad de Planeación Minero Energética, Subdirección de Planeación Energética - Grupo de Demanda Energética, Ministerio de Minas y Energía (2013) : *Proyección de demanda de energía eléctrica en Colombia*. 51 pages.

## Résumé

**D. BLESSENT, J. RAYMOND, C. DEZAYES**

### **Les ressources géothermiques profondes au Québec et en Colombie : un secteur dont le développement pourrait s'inspirer des centrales géothermiques en France**

Face à une demande croissante en électricité et à une nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre, plusieurs pays envisagent le développement des énergies renouvelables. L'énergie géothermique est une alternative particulièrement intéressante puisqu'elle permet une production de base qui n'est pas influencée par les conditions climatiques et dont l'empreinte au sol est relativement restreinte comparée, par exemple, à celle d'une centrale hydroélectrique. La revue de littérature présentée ici résume les principales caractéristiques du potentiel géothermique au Québec, dans les bassins sédimentaires, et en Colombie, en particulier au niveau du complexe volcanique Nevado del Ruiz. Actuellement, dans

ces deux nations, l'énergie hydraulique domine la production d'électricité, mais il y a un intérêt semblable envers le développement de centrales géothermiques. Les sites français de Soultz-sous-Forêts en Alsace et de Bouillante en Guadeloupe sont présentés respectivement comme exemple d'exploitation des systèmes géothermiques améliorés (*Enhanced Geothermal System ; EGS*) et des ressources en régions volcaniques. Le premier site constitue un modèle pour un futur développement de la géothermie profonde au Québec, tandis que le deuxième est un exemple pour la Colombie. Une description des impacts environnementaux liés à l'exploitation des ressources géothermiques profondes complète ce portrait.



# Abstract

**D. BLESSENT, J. RAYMOND, C. DEZAYES**

## **Deep geothermal resources in Quebec and in Colombia: an area that may develop based on French experience on geothermal power plants**

Because of an increasing demand in electricity and a necessity of reducing greenhouse gas emissions, several countries envisage the development of the renewable energies. The geothermal energy is a particularly interesting alternative because it allows a production of electricity which is not influenced by weather conditions and it requires relatively restricted surface areas compared, for example, to the area required by a hydroelectric power plant. The literature review presented here summarizes the main characteristics of the geothermal potential in Quebec, in sedimentary basins, and in Colombia, in the area of the Nevado del Ruiz volcanic complex. Currently, in these two regions, the hydro-electric

power dominates the electricity production, but there is a similar interest to the development of geothermal power plants. The French sites of Soultz-sous-Forêts in Alsace and Boiling in Guadeloupe are respectively presented as an example of exploitation of geothermal improved systems (Enhanced Geothermal System; EGS) and geothermal resources in volcanic regions. The first site constitutes a model for the future development of the deep geothermal exploitation in Quebec, whereas the second is an example for Colombia. A description of environmental impacts related to the exploitation of deep geothermal resources is presented at the end of this paper.