

LA GÉOTHERMIE PROFONDE DANS LES HAUTS-DE-FRANCE : UN LEVIER POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Deep geothermal energy in Hauts-de-France: a driver of the energy transition

Claire Bossennec

Université de Lille, CNRS, Université du Littoral Côte d'Opale, IRD, UMR 8187, LOG, Laboratoire d'Océanologie et de Géosciences, F-59000 Lille, France
claire.bossennec@univ-lille.fr

Aurore Laurent

Université de Lille, CNRS, Université du Littoral Côte d'Opale, IRD, UMR 8187, LOG, Laboratoire d'Océanologie et de Géosciences, F-59000 Lille, France; 45-8 Energy, Lyon
aurore@458energy.com

Olivier Averbuch

Université de Lille, CNRS, Université du Littoral Côte d'Opale, IRD, UMR 8187, LOG, Laboratoire d'Océanologie et de Géosciences, F-59000 Lille, France.
olivier.averbuch@univ-lille.fr

Fabien Graveleau

Université de Lille, CNRS, Université du Littoral Côte d'Opale, IRD, UMR 8187, LOG, Laboratoire d'Océanologie et de Géosciences, F-59000 Lille, France
fabien.graveleau@univ-lille.fr

Laurent Beccaletto

BRGM, F-45060 Orléans, France
l.beccaletto@brgm.fr

Frédéric Lacquement

BRGM, F-45060 Orléans, France
f.lacquement@brgm.fr

Hussein Mroueh

Université de Lille, IMT Lille Douai, Université d'Artois, Yncrea Hauts-de-France, ULR 4515 - LGCGE, Laboratoire de Génie Civil et géo-Environnement, F-59000 Lille, France
hussein.mroueh@univ-lille.fr

Résumé

La région des Hauts-de-France, marquée par un riche passé minier, recèle en profondeur des roches calcaires datées du Dévonien (Givétien-Frasnien) et du Carbonifère (Dinantien) présentant un potentiel géothermique largement inexploité. Cette étude examine les perspectives offertes par ces réservoirs fracturés et karstifiés, en particulier les calcaires dinantiens, favorables aux applications géothermiques directes dans des systèmes hydrothermaux. Les récents résultats issus des travaux de retraitement et d'interprétation de données sismiques historiques des campagnes d'exploration pétrolières des années 80 et leur intégration au sein d'un modèle géométrique 3D conduisent à affiner la compréhension des réservoirs, de révéler leur complexité structurale et d'identifier des zones fracturées majeures associées aux grandes failles régionales. Des anomalies thermiques locales ont été rencontrées mais n'ont pas fait l'objet d'étude permettant de développer un potentiel géothermique largement sous-exploré. À l'instar de ce qui se fait de l'autre côté de la frontière franco-belge, les initiatives menées dans des contextes urbains tels que la métropole lilloise (ou MEL, Métropole Européenne de Lille), le Douaisis et le Valenciennois illustrent la faisabilité d'intégrer cette ressource dans des solutions énergétiques durables, contribuant à l'indépendance énergétique régionale et à la revitalisation économique. Les résultats obtenus soulignent l'importance de poursuivre les efforts d'exploration et de caractérisation, et de recourir à des approches interdisciplinaires et à des techniques de forage adaptées pour favoriser le développement durable de la géothermie profonde dans les Hauts-de-France.

Abstract

The Hauts-de-France region, with its strong mining legacy, contains deep Devonian (Givetian–Frasnian) and Carboniferous (Dinantian) limestone formations with significant yet largely untapped geothermal potential. This study assesses the geothermal prospects of these fractured and karstified reservoirs, particularly the Dinantian limestones, which provide favourable conditions for direct-use hydrothermal applications. Recent reprocessing and interpretation of historical seismic data, integrated into a 3D geometric model, have refined the understanding of these reservoirs, revealed their structural complexity, and identified major fractured zones associated with

regional fault systems. Local thermal anomalies have been reported, but they have not yet been studied in detail, leaving the regional geothermal potential largely under-explored. Similar to initiatives across the Belgian border, urban projects in Lille Metropole, Douai, and Valenciennes illustrate the feasibility of integrating this resource into sustainable energy systems, contributing both to regional energy independence and economic revitalization. These results highlight the importance of pursuing further exploration and characterization, and of relying on interdisciplinary approaches and advanced drilling techniques, to support the sustainable development of deep geothermal energy in the Hauts-de-France region.

INTRODUCTION

Au cours des dernières décennies, une prise de conscience croissante de la nécessité de recourir aux énergies renouvelables a conduit les pouvoirs publics à la mise en œuvre de nouvelles politiques énergétiques. Depuis l'Accord de Paris sur le climat en 2015, les gouvernements se sont engagés à investir massivement dans le développement des énergies renouvelables. Parmi ces sources, l'énergie géothermique reste celle la moins connue, notamment dans des contextes locaux spécifiques. Dans ce cadre, de nombreux projets ont ainsi été lancés, tels que le programme européen INTERREG North-West Europe DGE-Rollout (Kaufmann *et al.*, Desayes *et al.*, ce volume) et plusieurs initiatives à l'échelle régionale, comme dans les Hauts-de-France (*e.g.*, Laurent, 2021).

Située dans le prolongement de la région de Mons (Belgique) où des puits géothermiques sont exploités depuis plus de 30 ans, la région des Hauts-de-France, historiquement marquée par le même passé minier au sein du bassin houiller du Nord et du Pas-de-Calais, possède un potentiel géothermique largement inexploité. Les études menées jusqu'à présent suggèrent que le potentiel géothermique est contenu au sein des roches calcaires du Dévonien (Givétien-Frasnien) et du Carbonifère (Dinantien). Ces roches présentent un ensemble de caractéristiques (fracturation, karstification, ...) leur conférant une perméabilité permettant la circulation des fluides et offrant à des profondeurs variables (depuis une cinquantaine de mètres dans la métropole lilloise jusqu'à plusieurs kilomètres au sud du bassin minier) des conditions favorables pour des applications géothermiques directes. Elles constituent des réservoirs naturels où les eaux géothermales peuvent être extraites pour alimenter des réseaux de chaleur ou des installations industrielles. Les avancées récentes, liées au retraitement et à la réinterprétation des lignes sismiques industrielles des années 80 et à leur intégration au sein d'un modèle structural 3D (Laurent, 2021, Laurent *et al.*, 2021a, b), ont permis d'affiner grandement la compréhension de la géométrie de ces systèmes géothermiques potentiels, en définissant l'extension et la profondeur des réservoirs et en identifiant des zones fracturées associées aux failles majeures.

L'état actuel des connaissances met en évidence la nécessité de poursuivre des efforts importants de caractérisation structurale et pétrophysique, ainsi que de modélisation, afin de préciser la variabilité géologique et l'hétérogénéité des réservoirs, et d'investiguer les processus de migration des

fluides en leur sein. En dépit d'anomalies thermiques positives relevées ponctuellement dans la région, comme à Saint-Amand-les-Eaux dans le cadre de la recherche en eau potable ou à Lens dans le cadre d'explorations minières (Fig. 1), le potentiel géothermique reste insuffisamment exploré et exploité. Des zones comme la Métropole Européenne de Lille, Douai, Lens ou le Valenciennois, en transition vers des solutions énergétiques durables, constituent des cibles idéales pour le développement géothermique. L'exploitation des calcaires dinantiens pourrait jouer un rôle clé dans la réduction de la dépendance aux énergies fossiles, en soutenant la transition énergétique et en dynamisant l'économie régionale.

Dans ce contexte, cette contribution vise à explorer les potentialités géothermiques de ces réservoirs profonds, avec pour illustration les travaux déjà effectués sur la structure à l'échelle régionale (*e.g.*, Laurent *et al.*, 2021a; Laurent *et al.*, 2021b; Dezayes *et al.*, 2024). Elle s'inscrit dans une démarche scientifique visant à mieux comprendre la géométrie, l'hydrodynamique et les conditions de productivité de ces réservoirs afin de maximiser leur exploitation pour des applications énergétiques durables, et permet de discuter de l'importance du développement des ressources en géothermie pour le contexte socio-économique régional.

1. LE POTENTIEL GÉOTHERMIQUE DES CALCAIRES CARBONIFÈRES

1.1. Un contexte géologique particulièrement favorable

Les unités du Paléozoïque, et plus particulièrement les calcaires du Tournaisien-Viséen (Dinantien, Carbonifère inférieur) sont des formations géologiques grandement représentées dans le sous-sol de la région des Hauts-de-France. Elles sont caractérisées par une fracturation intense sur laquelle a pu se superposer localement une importante karstification. Cette caractéristique résulte en premier lieu de processus tectoniques, acquis notamment lors de l'orogénèse varisque au Carbonifère supérieur (Pennsylvanien moyen, *ca* 310 Ma BP), puis lors de l'affaissement tectonique de la chaîne, son émergence et son érosion qui s'en sont suivis à la fin du Carbonifère et au Permien (Averbuch *et al.*, 2004; Lacquement *et al.*, 1999; Laurent *et al.*, 2021a; Meilliez, 2020; Meilliez *et al.*, 2020; Minguely *et al.*, 2010). Les déformations

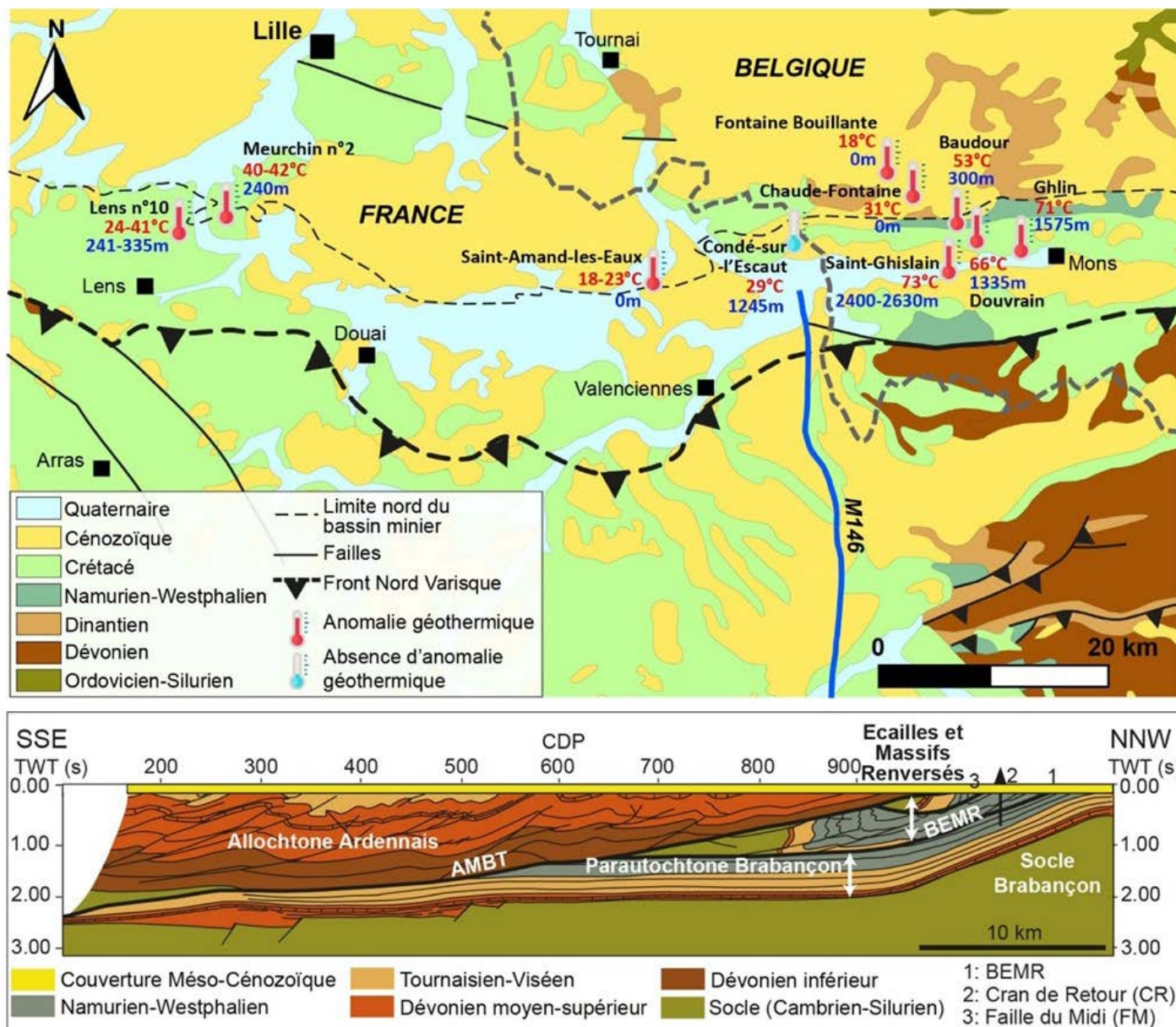


Fig. 1. Carte géologique centrée sur le secteur du bassin houiller du Nord et du Pas-de-Calais entre Lens et Mons (d'après Laurent, 2021). La limite nord sous-couverture du bassin houiller est représentée en tirets fins. Sa limite sud correspond au tracé en profondeur de la zone de chevauchement frontale du système orogénique varisque (front nord varisque). Les thermomètres de couleur rouge correspondent aux sites présentant une anomalie géothermique positive par rapport à ce qui est attendu et en bleu, une anomalie négative. La ligne bleu-foncé localise le tracé du profil sismique M146 dont l'interprétation est présentée sous la carte (d'après Laurent *et al.*, 2021a). L'échelle verticale est en seconde temps-double. Abréviations : AMBT : Chevauchement basal principal de l'unité allochtone « ardennaise » ; BEMR : Chevauchement basal de l'unité des écailles et massifs renversés au mur du chevauchement majeur.

Fig. 1. Geological surface map centered on the Nord-Pas-de-Calais coal basin (after Laurent, 2021). The northern limit beneath the cover of the coal basin is shown with thin dashed lines. Its southern limit corresponds to the subsurface trace of the frontal thrust zone of the Variscan orogenic system (Variscan northern front). Red thermometers indicate sites with a documented positive geothermal anomaly, and blue ones indicate the absence of such an anomaly. The dark-blue line shows the trace of the M146 seismic profile, whose interpretation is presented below the map (after Laurent *et al.*, 2021a). The vertical scale is in two-way travel time. Abbreviations: AMBT: Main basal thrust of the "Ardenne" allochthonous unit; BEMR: Basal thrust of the unit of overturned slices and massifs in the footwall of the major thrust.

compressives puis extensives de la fin du Paléozoïque sont à l'origine d'un réseau de fractures primaires (failles, fentes). L'enfouissement des unités calcaires sous le bassin flexural d'avant-chaîne (*i.e.*, le bassin molassique houiller (Fig. 1)) et les circulations de fluides associées (Bourdelle *et al.*, 2021) ont conduit à une surfracturation de ces séries calcaires et

localement à une bréchification par dissolution de niveaux évaporitiques interstratifiés (Fig. 2) (Mercier *et al.*, 1994; Rouchy *et al.*, 1987), créant ainsi une porosité secondaire et des réseaux de fractures complexes. Ces hétérogénéités structurales facilitent la circulation des fluides profonds, ce qui fait de ces unités calcaires des réservoirs cibles pour la



Fig. 2. Log synthétique des unités sédimentaires de l'unité para-autochtone du Brabant, formant la partie proximale de la marge sud-avalonienne (sud-laurussienne) (Laurent *et al.*, 2021a). Les séquences principalement carbonatées du Dévonien moyen, supérieur et Carbonifère inférieur (Dinantien) caractérisent les séries marines transgressives en contexte de plate-forme carbonatée de la séquence post-rift de la marge. L'unité réservoir principale est située dans la partie supérieure de la série calcaire viséenne et est constituée de séquences bréchiées intra-formationnelles telles qu'illustrées sur la photo (affleurement des calcaires de Lives dans l'Avesnois). À noter qu'un second réservoir potentiel est situé plus profondément dans les unités calcaires du Givétien-Frasnien.

Fig. 2. Synthetic log of the sedimentary units of the Brabant para-autochthon, forming the proximal part of the southern Avalonian (southern Laurussian) margin (Laurent *et al.*, 2021a). The mainly carbonate sequences of the Middle and Upper Devonian and Lower Carboniferous (Dinantian) characterize the transgressive marine series of the post-rift carbonate platform sequence of the margin. The main reservoir unit is located in the upper part of the Viséan limestone series and is composed of intraformational breccia sequences, as illustrated in the photo (outcrop of the Lives limestones in Avesnois). It should be noted that a second potential reservoir is located at deeper depth within the Givetian-Frasnian limestone units.

géothermie, tels ceux exploités en Belgique, dans le bassin de Campine (Balmatt) (Lagrou *et al.*, 2015; Pauwels *et al.*, 2021) ou dans la région de Mons (*e.g.*, Kaufmann *et al.*, ce volume).

Une couverture méso-cénozoïque de quelques dizaines de mètres d'épaisseur recouvre en discordance les terrains d'âge paléozoïque en les masquant de manière discontinue. Les unités réservoirs du Dinantien sont situées sous les séries molassiques syn-orogéniques d'âge namuro-westphalien exploitées lors de l'extraction du charbon dans le bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais. À l'échelle du front nord-varisque, les calcaires dinantiens présentent une inclinaison générale vers le sud. Au nord, ils affleurent directement sous la couverture méso-cénozoïque dans la région lilloise, puis s'enfouissent progressivement vers le sud pour atteindre des profondeurs comprises entre 1 et 4 km, voire plus de 6 km selon les interprétations sismiques, sous les dépôts molassiques syn-orogéniques du bassin houiller. Dans les Hauts-de-France, ces formations carbonifères se situent dans une plage de température favorable (20 °C à 140 °C), si l'on

considère un gradient géothermique moyen de 30 °C/km. Cette configuration les rend particulièrement propices au développement de réservoirs géothermiques. Leur structure interne, associée à une capacité de stockage et de transmission des fluides, confère à ces calcaires un intérêt majeur pour les systèmes hydrothermaux. Dans les secteurs méridionaux du bassin houiller, où le Dinantien atteint des profondeurs supérieures à 3 km, les zones fracturées et karstifiées présentent un potentiel de productivité élevé, permettant l'extraction d'importantes quantités d'eau chaude à des températures comprises entre 60 °C et 140 °C, adaptées à des usages directs tels que le chauffage urbain ou industriel. Cependant, la productivité de ces réservoirs dépend fortement de plusieurs facteurs, notamment l'étendue des zones fracturées et leur connexion avec les failles majeures, peuvent agir comme de potentiels conduits de perméabilité. La variabilité géologique, intrinsèque de ces formations, impose une caractérisation précise pour maximiser leur exploitation et garantir une utilisation des ressources géothermiques sur le long terme.

Les Figures 1 et 2 offrent une vue d'ensemble du contexte structural régional et des caractéristiques stratigraphiques de l'unité para-autochtone du Brabant. La Figure 1 présente une coupe géologique de référence basée sur un profil sismique (le profil M146) le long d'un transect N-S, à l'est de Valenciennes (Lacquement *et al.*, 1999; Laurent *et al.*, 2021a). Elle met en évidence les unités structurales majeures constituant le front de chevauchement septentrional de la chaîne varisque dans le nord de la France (classiquement désigné sous le nom de faille du Midi). De part et d'autre de ce chevauchement, qui enregistre un déplacement cumulé d'environ 60 km (AMBT, Fig. 1), se distinguent l'unité chevauchante (l'Allochtone ardennais) et l'unité sous-charriée (le Parautochtone brabançon), surmontée par le bassin syn-orogénique houiller d'âge namurien-westphalien (Carbonifère supérieur). Entre ces deux ensembles se développe un système d'écaillés tectoniques formées de séries inversées, découpées et cisailées à la semelle du chevauchement majeur, limitées à la base par un autre chevauchement (BEMR, Fig. 1).

Cette organisation souligne la complexité tectonique du substratum régional, caractérisé par de fortes déformations, notamment à l'émergence du chevauchement majeur en bordure sud du bassin houiller. Un point essentiel est l'ampleur du sous-charriage des unités para-autochtones (notamment les calcaires frasniens et dinantiens), que l'on retrouve sous les unités allochtones jusqu'à près de 40 km au SSE de l'émergence du chevauchement frontal. Ce dispositif implique une extension en profondeur des séries réservoirs dinantiennes bien au-delà des limites superficielles du bassin houiller.

Par ailleurs, le caractère schisteux des séries houillères et du Dévonien inférieur formant la semelle des unités allochtones constitue une couverture imperméable de grande extension, susceptible de piéger durablement les fluides au sein des réservoirs carbonatés para-autochtones. Une telle barrière de perméabilité favorise l'établissement de cellules convectives de grande échelle, facilitant la remontée de fluides chauds vers la surface, comme l'ont suggéré les résultats de modélisations thermo-hydrodynamiques menées dans la région du Hainaut en Belgique. (Licour, 2014).

Le log synthétique des unités sédimentaires de l'unité para-autochtone du Brabant (Figure 2) permet de préciser le contexte stratigraphique des principales unités réservoirs, à savoir les séquences carbonatées clés du Tournaisien-Viséen (Dinantien, Carbonifère inférieur). Ces unités font partie de la séquence post-rift transgressive déposée sur la marge proximale sud du continent Avalonia (bord sud de la Laurussia) à partir de l'Eifélien (Laurent *et al.*, 2021a). Elles se sont déposées dans un contexte de faible subsidence (subsidence thermique long terme) au sein d'une vaste plate-forme carbonatée s'étendant sur plusieurs centaines de kilomètres carrés entre les domaines allochtones (Ardennes, Avesnois)

et para-autochtones (Boulonnais, Mélançois-Tournais, Hainaut). Ces séries du Dinantien sont formées essentiellement d'intercalations de séquences dolomitiques et calcaires déposées dans des environnements marins peu profonds, plus ou moins connectés avec une mer ouverte selon les variations du niveau marin et leur localisation paléogéographique au sein du système de plate-forme. Les milieux de sédimentation les plus restreints de la série se caractérisent par l'apparition de faciès stromatolitiques et de niveaux évaporitiques. Ces faciès sont typiques de la partie supérieure du Viséen (Figure 2). La dissolution des horizons évaporitiques lors de l'enfouissement des séries sous les séquences molassiques syn-orogéniques houillères de plus de 3 kilomètres (Licour, 2014) d'épaisseur et lors des différents événements de déformation est à l'origine de la formation de séquences de brèches calcaires interstratifiées dans la série carbonatée dénommées "Petites Brèches" et "Grandes Brèches" dans la littérature locale (Figure 2) (Mamet *et al.*, 1986; Rouchy *et al.*, 1987). Ces niveaux sont fortement discontinus et fracturés, ils caractérisent les zones de réservoir potentiel principal au sein de la série calcaire.

1.2. Avancées scientifiques récentes

Les progrès récents dans l'exploration régionale des réservoirs géothermiques, en particulier dans un contexte géologique complexe comme celui des calcaires carbonifères fracturés et karstifiés, ont été rendus possibles grâce à des avancées significatives dans le retraitement des données sismiques et la modélisation tridimensionnelle de la géométrie des unités géologiques. Ces outils, largement adoptés dans les études géothermiques, permettent d'améliorer la compréhension des structures profondes, d'en préciser les variations spatiales, et de mieux identifier les zones à fort potentiel.

1.2.1. Amélioration des images sismiques pour la cartographie des structures profondes

Les techniques actuelles de retraitement de profils sismiques anciens (patrimoniaux), telles que la migration pré-empilement en temps (PSTM) et les méthodes avancées d'analyse de vitesse, jouent un rôle crucial dans l'amélioration de la résolution des images des structures profondes. Elles permettent de corriger les artefacts liés aux conditions géologiques complexes et de réduire les incertitudes associées aux traitements initiaux des données acquises plusieurs décennies auparavant. En affinant la qualité des images sismiques, il devient possible de cartographier avec précision des structures critiques, telles que les failles, les zones de fracturation et les interfaces stratigraphiques. Ces informations sont essentielles pour caractériser les réservoirs géothermiques, notamment ceux des calcaires du Dinantien, dont la compréhension fine de la géométrie profonde conditionne l'évaluation de leur potentiel (Adams et Vandenberghe *et al.*, 1999).

1.2.2. Modélisation tridimensionnelle et intégration de données multisources

La modélisation 3D des réservoirs géologiques s'appuie sur l'intégration de diverses sources de données, telles que l'interprétation géologique des données sismiques retraitées, les forages, les mesures géophysiques (gravimétrie par exemple) et les observations structurales. Cette méthode permet de représenter au premier ordre la géométrie et l'hétérogénéité des réservoirs, offrant ainsi une base solide pour simuler les propriétés hydrauliques et thermiques. Elle est particulièrement efficace pour les calcaires dinantiens, aidant à localiser les zones de perméabilité accrue, souvent associées aux réseaux de fractures ou de karsts, et à évaluer la profondeur et l'épaisseur des unités favorables. Les modèles 3D (Figures 3 et 4), développés avec des logiciels comme GeoModeller (BRGM), sont essentiels pour comprendre la complexité des réservoirs et guider les stratégies d'exploitation géothermique (Laurent *et al.*, 2021b).

L'intégration de données multisources (puits de surface, puits miniers, forages profonds, lignes sismiques) réduit les incertitudes liées à la structuration à l'échelle du bassin et optimise l'exploration et l'exploitation des ressources géothermiques (Figure 3). L'interprétation de ces données sismiques retraitées et leur corrélation fine avec les données de puits et les archives minières réinterprétées permettent de mener des études géologiques intégrées comme celles réalisées dans la Ruhr, le sud des Pays-Bas et le nord de la Belgique (Arndt, 2021). Ces études ont révélé des variations significatives dans l'épaisseur et la composition des couches calcaires, influencées par des cycles de transgression et de régression marines régionales. Ces informations sont cruciales pour évaluer le potentiel géothermique des formations du Dinantien, notamment dans les zones où les réseaux de fractures et les structures karstiques sont bien développés.

1.2.3. Modélisation régionale et réduction des incertitudes géologiques par une approche intégrée

Les calcaires du Dinantien présentent une hétérogénéité significative due à leur histoire géologique complexe. Les processus tectoniques liés à l'orogénèse varisque ont conduit à la déformation des roches et la création de plis, de failles et de fractures. Les processus diagénétiques, et la dissolution des évaporites et la re-cimentation, ont créé des structures karstiques complexes. Ces caractéristiques peuvent augmenter la porosité et la perméabilité des réservoirs, mais rendent également leur caractérisation précise plus difficile car discontinues. Les variations dans l'épaisseur et la composition des couches, influencées par des cycles de transgression et de régression marines, ajoutent une complexité supplémentaire.

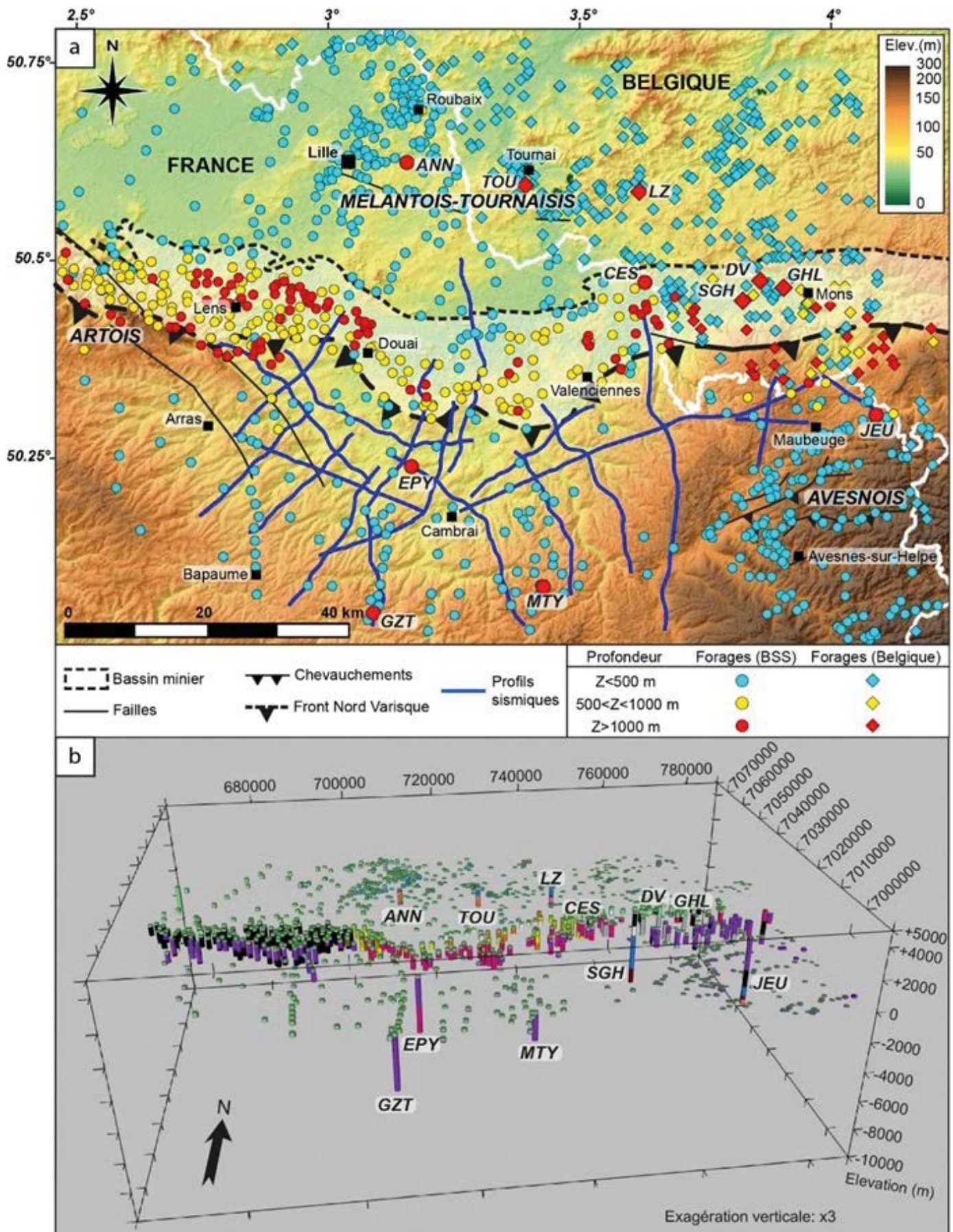
Dans le cadre d'une collaboration entre le Laboratoire d'Océanologie et de Géosciences de l'Université de Lille (LOG) et le BRGM (projet RGF Bassin de Paris) co-financée par la Région Hauts-de-France, une méthodologie intégrée

Fig. 3. A. (à droite) Carte de localisation sur fond de modèle numérique de terrain (topographie) des données géologiques et géophysiques intégrées au modèle structural 3D développé dans le nord de la France (Laurent, 2021). Les forages sont représentés en cercle (France) ou en losange (Belgique) avec des couleurs bleues, jaunes ou rouges selon la profondeur atteinte. Les lignes bleu foncé correspondent aux tracés des lignes sismiques industrielles retraitées et interprétées dans le cadre de cette étude. ANN : Annappes, TOU : Tournai, LZ : Leuze, CES : Condé sur Escaut, SGH : Saint Ghislain, DV : Douvrain, GHL : Ghlin, JEU : Jemont, EPY : Epinoy, GZT : Gouzeaucourt, MTY : Montigny-en-Cambrésis. B. Extrait du modèle géologique 3D sur la zone d'étude (logiciel GeoModeller) reportant l'ensemble des forages intégrés à l'étude.

Fig. 3. A. (right) Location map on a digital elevation model (topography) showing the geological and geophysical data integrated into the 3D structural model developed in northern France (Laurent, 2021). Boreholes are represented as circles (France) or diamonds (Belgium), with blue, yellow, or red colors according to the depth reached. Dark-blue lines correspond to reprocessed industrial seismic profiles interpreted in the framework of this study. ANN : Annappes, TOU : Tournai, LZ : Leuze, CES : Condé sur Escaut, SGH : Saint Ghislain, DV : Douvrain, GHL : Ghlin, JEU : Jemont, EPY : Epinoy, GZT : Gouzeaucourt, MTY : Montigny-en-Cambrésis. B. Extract from the 3D geological model of the study area (GeoModeller software) showing all boreholes integrated in the study.

a été développée pour réduire ces incertitudes géologiques (Laurent *et al.*, 2021 a et b, Laurent, 2021). Ce projet a combiné des profils sismiques retraités (532 km de lignes sismiques), des données de forage (1 128 forages intégrés à la base de données), et des relevés structuraux d'archives des Houillères du Nord-Pas de Calais (UTAM Nord) pour améliorer la résolution des modèles géologiques en profondeur. En intégrant ces données multidisciplinaires, les zones présentant un fort potentiel géothermique ont pu être identifiées, notamment celles associées aux failles et aux réseaux de fractures, qui sont cruciales pour la productivité des réservoirs.

Les résultats obtenus dans les Hauts-de-France ont permis de préciser l'extension, la profondeur et l'épaisseur des unités réservoirs du Dinantien, mettant en évidence le large potentiel d'exploitation de ces séries pour la géothermie dans la région. Les unités calcaires carbonifères du Dinantien ont été modélisées dans leur contexte structural régional sur une zone s'étendant sur une transversale depuis Bruay-Béthune à l'Ouest à Mons à l'Est. La carte des isohypses du toit du réservoir des calcaires dinantiens (Figure 4) montre que le réservoir carbonaté dinantien est présent en profondeur sur une superficie d'environ 7 675 km² entre le nord de la France et le sud de la Belgique. Il s'étend jusque 30 à 40 km au sud du district minier de surface, par sous-charriage sous les unités allochtones formant le front chevauchant varisque. Au niveau de la métropole lilloise, le réservoir dinantien est situé à moins de 200 m de profondeur, directement sous la couverture méso-cénozoïque discordante, sur l'ensemble du secteur lillois ainsi que dans la zone Roubaix-Tournai. À ces faibles profondeurs, il correspond à la gamme généralement exploitée pour la géothermie de minime importance (GMI). Vers le sud, les séries du Dinantien s'enfouissent progressivement à travers une flexure marquée, atteignant entre 1 000 et 3 000 m sous le



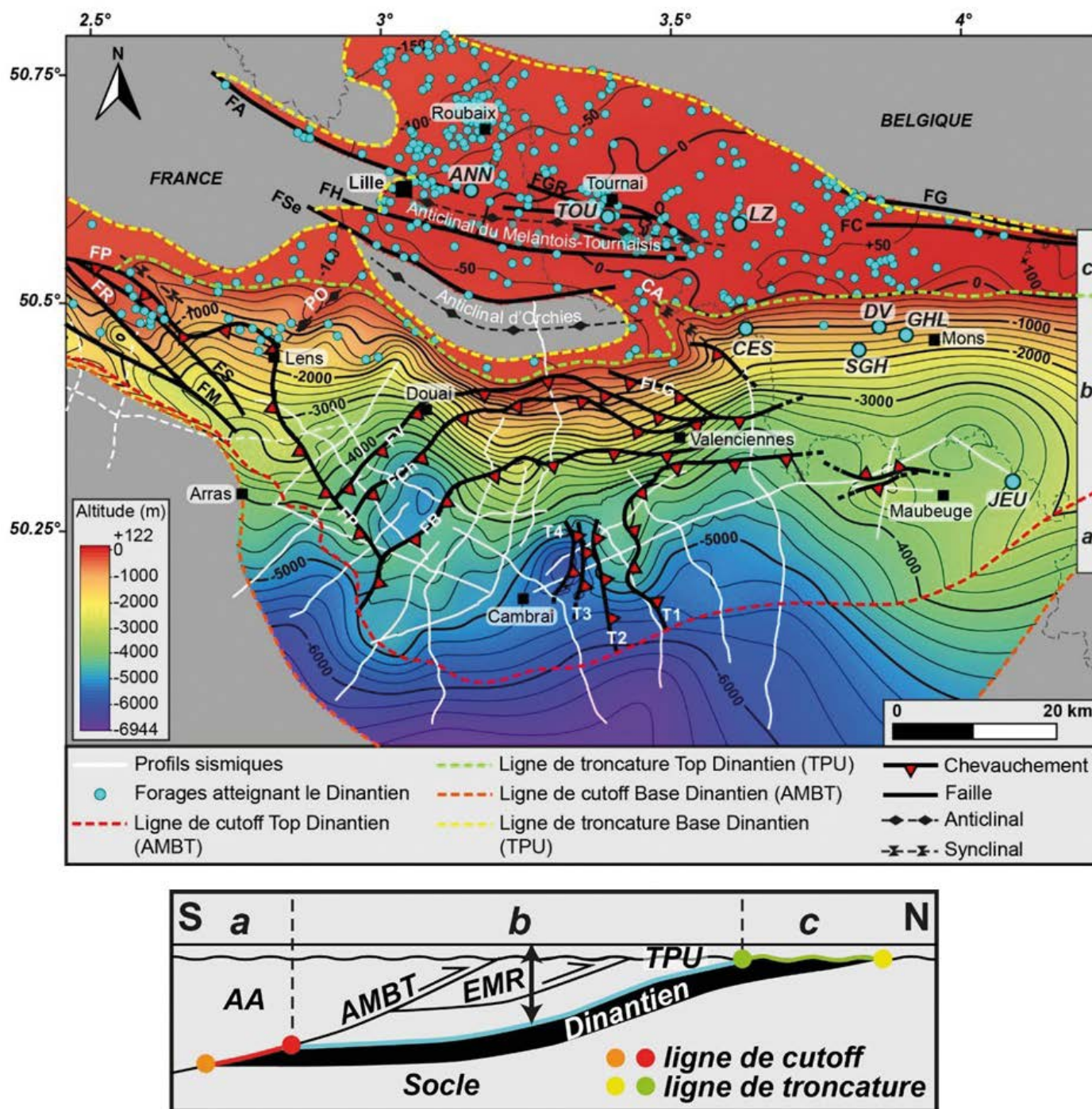


Fig. 4. Haut : Carte des isohypses du toit du réservoir des calcaires du Dinantien extraite du modèle structural 3D (Laurent, 2021). Les cercles bleus localisent les forages recoupant les calcaires dinantiens. Les principaux forages profonds calant le modèle sont mentionnés (cf. Fig. 3) ; Bas : Schéma synthétique suivant une coupe N-S explicitant la géométrie d'ensemble de l'unité réservoir, recoupée au sud par la rampe chevauchante de base des unités allochtones (AMBT) (définissant les lignes de « cut-off » de la base et du sommet de l'unité dinantienne) et tronquée au nord par l'érosion anté-discordance crétacée (définissant les lignes de troncatures de la base et du sommet de l'unité dinantienne). AA : Allochthone Ardennais; AMBT : Chevauchement basal principal de l'unité allochtone; EMR : Unité des écailles et massifs renversés au mur du chevauchement majeur; TPU : Discordance du toit des unités paléozoïques.

Fig. 4. Top: Isohypsis map of the top of the Dinantian limestone reservoir extracted from the 3D structural model (Laurent, 2021). Blue circles indicate boreholes intersecting the Dinantian limestones. The main deep boreholes constraining the model are shown (cf. Fig. 3). Bottom: N-S cross-section illustrating the overall geometry of the reservoir unit, cut in the south by the basal thrust ramp of the allochthonous units (AMBT) (defining the cut-off lines of the base and top of the Dinantian unit) and truncated to the north by pre-Cretaceous unconformity erosion (defining the truncation lines of the base and top of the Dinantian unit). AA: Ardenne Allochthon; AMBT: Main basal thrust of the allochthonous unit; EMR: Unit of overturned slices and massifs in the footwall of the major thrust; TPU: Top of the Paleozoic unconformity

bassin houiller. Cet approfondissement s'accompagne d'une intensification de la déformation compressive, matérialisée par une série d'écaillés tectoniques et de chevauchements observés entre Douai et Valenciennes, témoins de la structuration varisque régionale. Il atteint une profondeur de plus de 6 900 m dans la partie la plus méridionale de son extension, là où il est tronqué par la rampe chevauchante du chevauchement basal varisque majeur.

Le réservoir dinantien est structuré suivant deux directions principales orientées N070-N080 et N110-N130, reliées respectivement à des chevauchements varisques frontaux profonds et à des rampes chevauchantes obliques à latérales. Il est tronqué latéralement dans le secteur à l'ouest de Douai par une zone de rampe latérale complexe formant une zone de transfert majeure au sein du système de chevauchement frontal de la chaîne varisque.

Cette dernière met en évidence une série de failles fortement pentées d'orientation N110-N130 (failles de l'Artois), résultant de la réactivation d'une zone de discontinuité profonde lors des grands événements de déformation tardi-à post-varisques, en particulier le rifting de la fin du Carbonifère-début du Permien et l'inversion tertiaire liée au lointain contrecoup du raccourcissement pyrénéo-alpin. Ce système, qui segmente le front de chaîne varisque, constitue une zone de discontinuité majeure jouant un rôle clé dans la localisation et la circulation des fluides géothermiques profonds.

Par ailleurs, le modèle structural 3D obtenu permet d'évaluer également la géométrie du réservoir plus profond formé par les calcaires frasniens dans le nord de la France. La carte des isohypses du sommet de cette unité réservoir secondaire (Fig. 5) révèle une géométrie comparable à celle du Dinantien, avec un approfondissement marqué vers le sud

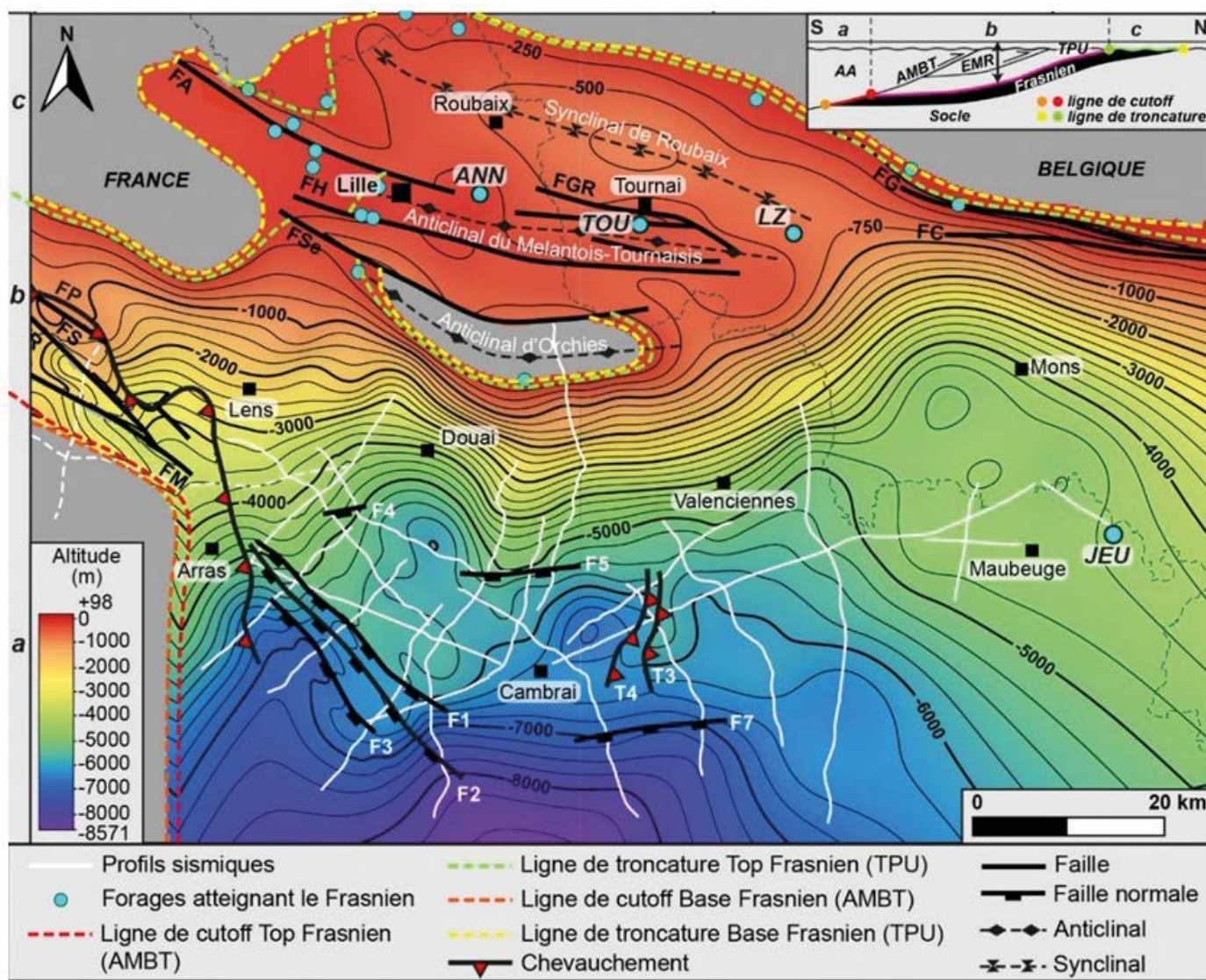


Fig. 5. Carte des isohypses du toit du réservoir constitué par les calcaires frasniens extraite du modèle structural 3D (Laurent, 2021). Les notions de lignes de troncatures et de « cut-off » délimitant la zone d'extension de l'unité frasnienne sont explicitées en encart (voir en Fig. 4 pour plus de détail).
 Fig. 5. Isohyps map of the top of the Frasnian limestone reservoir extracted from the 3D structural model (Laurent, 2021). The notions of truncation lines and cut-offs delimiting the extent of the Frasnian unit are explained in the inset (see Fig. 4 for more detail).

et des cotes atteignant jusqu'à -8 571 m. Un point notable est l'existence de failles normales profondes, contemporaines de la structuration de la marge sud-avalonienne, qui ont contrôlé la mise en place des rampes chevauchantes actives lors de la phase compressive varisque (Lacquement *et al.*, 2025; Laurent *et al.*, 2021a). Ces failles profondes localisent également des discontinuités à fort intérêt au regard de la localisation de fluides géothermaux comme il a pu être montré, par exemple, dans le bassin molassique d'avant-chaîne des Alpes dans la région de Munich en Bavière (Mraz *et al.*, 2019, 2018; Potten *et al.*, 2019).

L'incertitude géologique fait référence aux limitations et aux doutes associés à la compréhension et à la caractérisation des formations profondes. Elle découle de la complexité des structures géologiques, de la variabilité des propriétés des roches, et des limitations des données disponibles. Dans le contexte des calcaires du Dinantien et du Frasnien du bassin Nord-Pas-de-Calais présentés ici, l'incertitude géologique est particulièrement prononcée en raison de la nature fracturée et karstifiée de ces formations réservoirs, ainsi que des processus tectoniques complexes qui les ont modelés. L'absence de forages profonds ne permet pour l'instant pas de caractériser localement et finement ces hétérogénéités.

Cette hétérogénéité, liée aux processus tectoniques et karstiques, constitue un défi majeur pour l'exploitation des réservoirs. Cependant, des stratégies pour réduire ces incertitudes peuvent être proposées, notamment par le croisement des données géophysiques et hydrodynamiques. Ces avancées méthodologiques sont essentielles pour réduire le risque de l'exploration géothermique et favoriser une exploitation durable des ressources.

En associant des tests hydrodynamiques et des analyses pétrophysiques aux données de terrain, il est possible de mieux comprendre les propriétés des réservoirs et de réduire les incertitudes liées à leur hétérogénéité. Cette approche intégrée permet non seulement d'améliorer la précision des modèles géologiques, mais aussi de guider les stratégies d'exploitation pour maximiser l'efficacité et la durabilité des projets géothermiques dans des contextes géologiques complexes comme celui des Hauts-de-France.

2. APPLICATIONS GÉOTHERMIQUES DANS LES HAUTS-DE-FRANCE : ÉTAT DES LIEUX

2.1. Zones clés pour le développement géothermique dans le Carbonifère

Métropoles de Lille, Douai, Lens, Valenciennes : contextes énergétiques et besoins spécifiques

Les zones urbaines denses de Lille, Douai, Lens et Valenciennes constituent des cibles prioritaires pour le développement géothermique en raison de leurs besoins énergétiques

élevés et de leur transition vers des solutions de long terme. La Métropole de Lille (MEL), avec une population de près de 1,2 million d'habitants, s'engage dans des initiatives visant à réduire sa dépendance aux énergies fossiles et à développer des réseaux de chaleur décarbonés. Douai, historiquement connue pour son activité industrielle, et le Valenciennois, caractérisé par ses infrastructures de transport et sa forte densité urbaine, nécessitent des solutions énergétiques stables pour répondre à la demande croissante d'énergie thermique, notamment pour les zones résidentielles et industrielles. La géothermie profonde, avec des températures adaptées au chauffage urbain et industriel, offre une solution idéale pour répondre à ces besoins. Ces zones bénéficient par ailleurs d'une proximité avec des structures géologiques favorables, telles que les structures faillées et les calcaires dinantiens, qui pourraient servir de réservoirs naturels pour les eaux géothermales.

Les formations de la Craie, localisées dans la couverture mésozoïque discordante au-dessus du substratum primaire, offrent également un potentiel considérable pour la géothermie très basse énergie, qu'il s'agisse d'exploitations sur nappe ou sur sondes, avec plusieurs démonstrateurs en Hauts-de-France ayant déjà confirmé son intérêt (Louart, 2020). Cette ressource constitue un levier majeur pour la transition énergétique régionale, en particulier pour répondre aux besoins diffus de chauffage et de rafraîchissement. À l'inverse, les grandes métropoles se tournent davantage vers des projets de géothermie profonde, adaptés à leurs besoins énergétiques plus concentrés et de grande ampleur. C'est dans ce second cadre, centré sur l'évaluation du potentiel géothermique des réservoirs carbonifères, que s'inscrit le présent article.

Avantages de la géothermie profonde pour les réseaux de chaleur et l'industrie

La géothermie profonde présente des atouts majeurs pour le déploiement de réseaux de chaleur dans les Hauts-de-France. Les eaux géothermales, avec des températures comprises entre 60 et 100 °C dans les réservoirs ciblés, sont particulièrement adaptées aux besoins de chauffage résidentiel et d'alimentation des infrastructures publiques, telles que les hôpitaux ou les écoles. En outre, pour les industries à forte demande thermique, telles que la métallurgie et les centres logistiques, la géothermie offre une source d'énergie stable, indépendante des fluctuations des prix des combustibles fossiles. Son caractère renouvelable et local contribue également à réduire les émissions de CO₂, répondant ainsi aux objectifs climatiques régionaux et nationaux. Enfin, en exploitant des infrastructures déjà existantes, comme les anciens forages ou les réseaux de distribution hérités de l'époque minière, la géothermie pourrait être intégrée à moindre coût dans ces zones clés.

2.2. Projets en cours et perspectives

Initiative de l'Université de Lille : intégration de la géothermie à des échelles superficielles et démonstrateurs

L'Université de Lille pilote un projet innovant de géothermie à faible profondeur destiné à intégrer des solutions énergétiques durables au sein de son campus de la Cité Scientifique, localisé à Villeneuve d'Ascq. Le projet, centré autour du bâtiment SN4, comprend l'installation de sondes géothermiques visant à exploiter les ressources thermiques des calcaires du Tournaisien (Dinantien inférieur, voir log Figure 2), situés à faible profondeur (50-100 m, avec des intervalles très productifs autour de 140 m) dans le secteur de la MEL. Outre la démonstration des avantages de la géothermie pour le chauffage des bâtiments, ce projet sert également de plateforme de recherche et de formation. Sur un autre secteur du campus (bâtiments M3-M5), il est envisagé d'intégrer des systèmes de récupération de chaleur fatale, provenant des centres de données, pour maximiser l'efficacité énergétique. Les données collectées dans le cadre de ce démonstrateur permettront d'améliorer les modèles hydrodynamiques et géothermiques, tout en offrant un outil pédagogique pour les étudiants en géosciences et ingénierie. Cette initiative est une étape importante vers la sensibilisation et l'adoption de la géothermie à petite échelle dans les zones urbaines.

Douaisis : exploration pour la géothermie profonde et gestion des risques associés

Le Douaisis est la cible de projets d'exploration des réservoirs profonds, notamment ceux des calcaires dinantiens, dans le but de fournir une source d'énergie renouvelable pour les réseaux de chaleur locaux et les besoins industriels (Guéant *et al.*, ce volume). L'objectif principal est d'identifier les structures géologiques qui contrôlent les écoulements d'eau chaude, telles que les failles et zones fracturées, tout en réduisant les incertitudes liées à la variabilité géologique des réservoirs. Les techniques actuelles de retraitement sismique et des forages d'exploration sont utilisés pour caractériser la productivité des réservoirs. Cependant, des défis persistent, notamment en ce qui concerne les risques associés au forage en profondeur, tels que la gestion des débits imprévisibles, les éventuels séismes induits, comme cela a été le cas sur le projet de Balmatt (Dinantien, Mol, Belgique) (Baisch *et al.*, 2022; Kinscher *et al.*, 2023) ou les interactions hydrodynamiques complexes. Ces projets d'exploration et de mise en production visent non seulement à produire de l'énergie géothermique tout en développant des méthodologies pour une gestion optimale des risques, renforçant ainsi la confiance des investisseurs et des décideurs publics.

La géothermie minière : illusion ou réel potentiel ?

Les anciennes galeries et puits d'extraction des mines souterraines d'Europe, (notamment de charbon) offrent un réseau de circulation privilégié pour les eaux souterraines. On parle alors d'"eaux de mines". En Europe, l'usage de ces eaux de mines à des fins de géothermie est à l'étude dans plusieurs pays, tels que la Hollande (projet MineWater à Heerlen (Verhoeven *et al.*, 2014)). En Hauts-de-France, l'étendue du réseau de galeries (~ 100 000 km (Meilliez, 2020)) et de puits hérités de l'exploitation du charbon dans le Carbonifère supérieur (Westphalien, Namurien) et l'activité minière historique constituent à la fois un défi et une opportunité pour le développement de la géothermie sur eaux de mines. Ces anciennes infrastructures, situées à diverses profondeurs, offrent des températures modérées (40-60 °C) qui pourraient être exploitées pour des applications de chauffage local.

Dans le bassin minier du Nord-Pas-de-Calais, le principal frein est l'enneigement pour l'instant limité des anciennes galeries (sauf à l'Est de la région, avec à l'horizon 2030, un potentiel géothermique sur Wallers, Anzin, Quiévrechain, Raismes, Fresnes-sur-Escaut, Condé-sur-Escaut, Saint-Saulve, où la situation est similaire à celle des bassins belges ou lorrains, complètement ennoyés). Du fait d'un manque de données publiées, le potentiel exact reste cependant prospectif, mais des études préliminaires suggèrent que l'eau accumulée dans les galeries les plus profondes pourrait servir de réservoir géothermique (production et/ou stockage) (Louart *et al.*, 2017), comme le montrent des études de pré-faisabilité dans le bassin houiller de Liège (Service public de Wallonie, 2024), à condition de maîtriser les flux hydrodynamiques et les pertes thermiques.

Cependant, des défis techniques, environnementaux et législatifs persistent, notamment la stabilité des galeries, la gestion de la qualité des eaux souvent chargées en métaux lourds, l'évaluation des impacts à long terme sur le système hydrogéologique régional ou encore les permis miniers d'exploitation et de recherche en gaz. Si ces obstacles peuvent être surmontés, la géothermie minière pourrait devenir une solution innovante pour la reconversion des territoires post-miniers, contribuant ainsi à la revitalisation énergétique et économique de la région.

3. DÉFIS TECHNIQUES ET SCIENTIFIQUES

L'exploitation des ressources géothermiques dans les Hauts-de-France présente plusieurs défis techniques et scientifiques qui doivent être surmontés pour maximiser l'efficacité et la durabilité des projets.

3.1. Hétérogénéité des réservoirs et prédiction de la géométrie des calcaires

Les formations réservoirs des calcaires du Dinantien, bien que prometteuses pour l'exploitation géothermique,

présentent une hétérogénéité significative due à leur structure fracturée et karstifiée, compliquant la prédiction précise de leur géométrie. Ces calcaires, datant du Carbonifère inférieur, montrent une variabilité importante en termes de profondeur et de structure interne, allant de formations peu profondes dans la région de Lille à des profondeurs atteignant près de 7 000 mètres dans le sud de la zone d'étude (Laurent *et al.*, 2021b). Les réseaux de fractures et de karsts influencent fortement la circulation des fluides géothermiques, offrant un potentiel de productivité élevé pour des températures comprises entre 60 et 140 °C.

Les modèles géologiques 3D, intégrant des données sismiques retraitées et des observations de terrain, sont essentiels pour cartographier ces structures complexes. Par exemple, l'étude de Laurent *et al.* (2021) a utilisé 532 km de profils sismiques et 1 128 forages pour modéliser la structure du front varisque nordique, fournissant une image détaillée de la géométrie des calcaires du Dinantien. L'intégration de centaines de kilomètres de données sismiques supplémentaires, actuellement non retraitées, pourrait permettre d'affiner le modèle géologique régional. En outre, les études sismostratigraphiques dans le sud des Pays-Bas et le nord de la Belgique révèlent des variations significatives dans l'épaisseur et la composition des couches calcaires dinantiennes, influencées par des cycles de transgression et de régression marines (Adams and Vandenberghe, 1999). Ces variations influencent la structure interne des réservoirs et doivent être prises en compte dans les modèles géologiques pour une évaluation précise du potentiel géothermique. Les recherches sur la structure, la stratigraphie et l'histoire de circulation des fluides géologiques au sein des formations du Dinantien dans le sud de l'Angleterre, du sud de la Belgique, et maintenant du nord de la France mettent en lumière l'importance des processus tectoniques, d'interactions fluide-roche et diagenétiques dans la formation de ces réservoirs (Gutteridge, 1991; Muchez *et al.*, 1995).

En somme, l'étude de l'hétérogénéité des réservoirs calcaires du Frasnien et du Dinantien nécessite une approche intégrée combinant des techniques avancées de modélisation 3D et des données géologiques détaillées. Cette approche permettra de surmonter les défis liés à la variabilité géologique et de maximiser l'exploitation des ressources géothermiques dans les Hauts-de-France.

3.2. Amélioration des techniques de forage et détection des zones productives

L'optimisation des techniques de forage est cruciale pour améliorer l'efficacité et la sécurité des opérations géothermiques. L'intégration de technologies de forage directionnel permet de naviguer précisément à travers les formations profondément enfouies, réduisant ainsi les risques d'intersection avec des structures géologiques imprévues. Les capteurs en temps réel jouent un rôle essentiel en fournis-

sant des données instantanées sur les conditions de forage, permettant des ajustements rapides pour éviter les obstacles et maximiser la productivité. Ces capteurs peuvent détecter les zones fracturées, qui sont souvent plus perméables et donc plus productives pour l'exploitation géothermique.

En outre, l'utilisation de méthodes avancées de stimulation des réservoirs, telles que la stimulation hydraulique contrôlée, peut considérablement améliorer la circulation des fluides géothermiques si besoin. Cette technique consiste à injecter des fluides sous haute pression pour rouvrir des fractures déjà existantes dans la roche, augmentant ainsi la surface de contact entre le fluide et la roche, et facilitant l'extraction de la chaleur et la connexion du puits au réservoir perméable. Cependant, il est impératif de réaliser ces opérations avec un contrôle rigoureux pour minimiser les perturbations du champ de contraintes tectoniques et du régime hydraulique des réservoirs.

L'intégration de ces technologies et méthodes permet non seulement d'augmenter la productivité des puits géothermiques, mais aussi de prolonger leur durée de vie en optimisant l'exploitation des ressources disponibles. Une approche intégrée, combinant forage directionnel, surveillance en temps réel puis stimulation contrôlée des réservoirs, est essentielle pour le développement pérenne et efficace des projets géothermiques.

3.3. Approches interdisciplinaires et effet de barrière

L'effet de barrière désigne la difficulté rencontrée lorsque les expertises restent cloisonnées dans leurs disciplines respectives, limitant la circulation de l'information et la mise en place de solutions intégrées. Dans le domaine géothermique, cet effet peut freiner l'innovation technologique, ralentir l'optimisation des modèles prédictifs et compliquer la prise de décision partagée entre acteurs scientifiques, techniques et institutionnels.

Pour optimiser l'exploitation des ressources géothermiques, une approche interdisciplinaire est essentielle. Géoscientifiques, ingénieurs et modélisateurs hydrauliques collaborent pour comprendre et gérer les systèmes géothermiques complexes. Les géoscientifiques analysent la structure et la dynamique des réservoirs, les ingénieurs développent des technologies de forage adaptées, et les modélisateurs simulent les flux de fluides et de chaleur. Cette intégration permet de créer des modèles prédictifs précis, validés par des données de terrain collectées via des piézomètres et des instruments de surveillance continue. Ces outils fournissent des informations en temps réel sur les variations de pression, de température, de débit et de chimie, permettant d'ajuster les stratégies d'exploitation pour maximiser l'efficacité et la durabilité des projets géothermiques.

Le *monitoring* (ou suivi instrumenté) continu joue un rôle crucial dans la gestion des projets géothermiques. Il permet de suivre des indicateurs clés de performance (KPI)

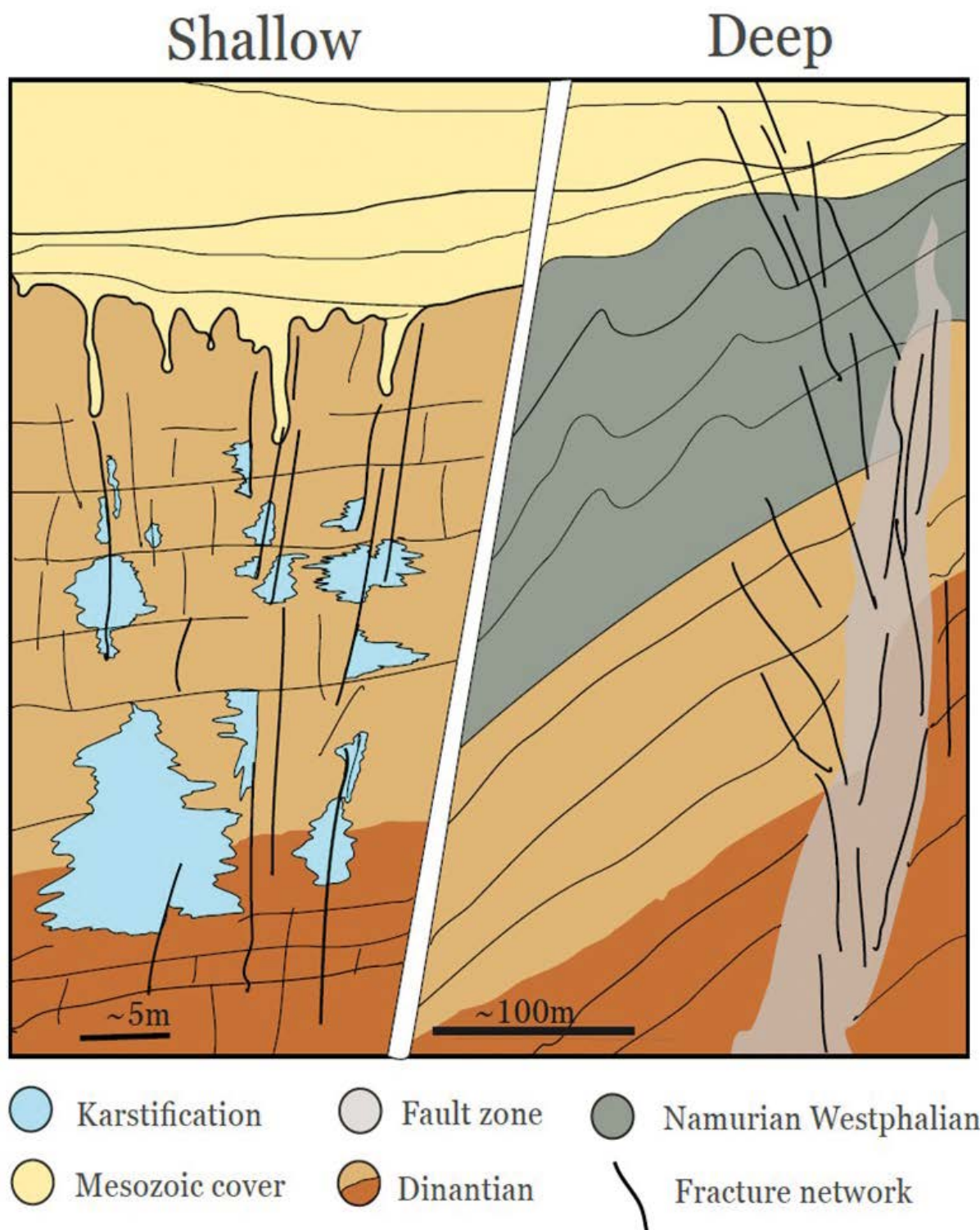


Fig. 6. Schémas conceptuels illustrant les géométries contrastées du réservoir dinantien à des niveaux structuraux superficiels et profonds. Le contexte superficiel (à gauche) se caractérise par une karstification intense (bleu) au sein des calcaires dinantiens (brun), recouverts par des formations mésozoïques (jaune) et recoupés par un réseau dense de fractures. Le contexte profond (à droite) montre les unités réservoirs dinantiennes (brun) enfouies sous les sédiments namuriens-westphaliens (vert) et affectées par de larges zones de failles (gris) associées à des réseaux de fractures pénétrants. Ces modèles schématiques mettent en évidence la complexité structurale et hydrogéologique du réservoir à différentes échelles de profondeur, constituant une base pour la définition de modèles conceptuels géothermiques dans la région HdF.

Fig 6. Conceptual sketches illustrating contrasting geometries of the Dinantian reservoir at shallow and deep structural levels. The shallow setting (left) is characterized by intense karstification (blue) within the Dinantian limestones (brown), overlain by Mesozoic cover (yellow), and intersected by dense fracture networks. The deep setting (right) shows the Dinantian reservoir units (brown) buried beneath Namurian–Westphalian sediments (green) and affected by large-scale fault zones (grey) associated with pervasive fracture networks. These schematic models highlight the structural and hydrogeological complexity of the reservoir across depth scales, providing a basis for defining geothermal conceptual models in the HdF region.

tels que la productivité des puits, l'efficacité énergétique et les coûts opérationnels. Ces KPI sont essentiels pour évaluer la rentabilité économique des projets et pour guider la prise de décision éclairée. La transparence des données de monitoring favorise également la confiance des investisseurs et des parties prenantes, en démontrant la viabilité et la performance des installations géothermiques.

En outre, l'analyse des données de monitoring permet d'identifier rapidement les anomalies et de prendre des mesures correctives, minimisant ainsi les risques opérationnels et environnementaux. Cette approche proactive contribue à la stabilité économique des projets et renforce leur acceptabilité sociale. En intégrant des marqueurs économiques et en assurant une communication transparente, les projets géothermiques peuvent bénéficier d'un soutien accru de la part des communautés locales et des décideurs politiques, facilitant ainsi leur intégration dans le paysage énergétique régional.

Dépasser l'effet de barrière dans ce type d'investigation suppose de mettre en place des plateformes collaboratives où les données, les modèles et les retours d'expérience sont partagés entre disciplines et acteurs. L'usage de bases de données communes, de protocoles standardisés de monitoring et la co-construction d'indicateurs techno-économiques constituent des leviers concrets pour renforcer l'intégration et assurer le succès des projets géothermiques. À titre d'exemple, le démonstrateur SN5 constitue un terrain d'expérimentation privilégié, favorisant l'articulation entre recherche académique, innovation technologique et suivi opérationnel. De même, l'ancrage à l'échelle régionale d'une dynamique scientifique et industrielle est indispensable : il repose sur la structuration d'écosystèmes multi-acteurs, capables de mutualiser leurs données et savoir-faire. Enfin, des initiatives nationales telles que les PEPR (Programmes et Équipements Prioritaires de Recherche) jouent un rôle moteur en fédérant communautés scientifiques et partenaires institutionnels autour de projets pilotes, accélérant ainsi le transfert des connaissances et l'appropriation des solutions par les territoires.

3.4. Impacts économiques et environnementaux

3.4.1. Réduction de la dépendance aux énergies fossiles

Le développement de la géothermie dans les Hauts-de-France joue un rôle crucial dans la réduction de la dépendance aux énergies fossiles. En exploitant les ressources géothermiques locales, la Région peut diversifier son mix énergétique, réduisant ainsi sa consommation de combustibles fossiles tels que le charbon, le pétrole et le gaz naturel. Cette transition vers des sources d'énergie renouvelable stabilise les prix de l'énergie, qui sont souvent volatils en raison des fluctuations des marchés internationaux des combustibles fossiles (Hughes, 2013). De plus, la géothermie contribue

à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), principalement le dioxyde de carbone (CO₂), associées à la combustion des énergies fossiles. Cette diminution de l'empreinte carbone régionale est essentielle pour atteindre les objectifs climatiques fixés par l'Accord de Paris, qui vise à limiter le réchauffement climatique bien en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels (UNFCCC, 2015). En adoptant la géothermie, les Hauts-de-France peuvent jouer un rôle actif dans la lutte contre le changement climatique et promouvoir un développement durable.

3.4.2. Contribution à l'autonomie énergétique régionale

L'exploitation des ressources géothermiques locales renforce l'autonomie énergétique des Hauts-de-France. En produisant de l'énergie à partir de sources locales, la région réduit sa dépendance aux importations d'énergie, ce qui la rend moins vulnérable aux perturbations géopolitiques et aux fluctuations des marchés énergétiques mondiaux (Goldstein *et al.*, 2014). Cette autonomie accrue améliore la résilience économique de la région, en garantissant un approvisionnement énergétique stable et prévisible.

De plus, l'autonomie énergétique favorise la sécurité énergétique, un élément clé pour le développement économique et la stabilité sociale. En diversifiant ses sources d'énergie, la région peut mieux gérer les risques liés à l'approvisionnement et assurer une transition énergétique plus fluide. Cette autonomie renforce également la capacité de la région à innover et à adopter de nouvelles technologies énergétiques, contribuant ainsi à un développement économique durable (Lopez *et al.*, 2019; Weinand *et al.*, 2019). Pour assurer une transition énergétique réussie et globale vers la géothermie, il est impératif de dispenser une formation de qualité à destination des acteurs, y compris en formation continue, qui intègre les enjeux énergétiques actuels. Les programmes éducatifs doivent être fondés sur une rigueur scientifique solide, couvrant non seulement les aspects techniques de la géothermie, mais aussi les défis économiques, environnementaux et sociaux associés. Cette approche holistique permet de former des professionnels capables de comprendre et de gérer les complexités inhérentes aux projets géothermiques.

Les institutions académiques et les centres de recherche jouent un rôle crucial dans cette démarche en développant des cursus interdisciplinaires qui combinent géosciences, ingénierie, gestion de l'énergie et sciences sociales (Newson *et al.*, 2022). Ces formations doivent être accessibles à un public diversifié, incluant des professionnels en reconversion, afin de mobiliser un large éventail de compétences et d'expériences. Ce type de formation est un investissement pour l'avenir, assurant aux apprenants une intégration dans le tissu socio-économique. L'intégration des enjeux énergétiques dans les filières économiques favorise une compréhension plus large des bénéfices de la géothermie, facilitant ainsi l'acceptation sociale et l'engagement autour des projets.

L'exemple de l'Islande (Barich *et al.*, 2022) où le concept de "social licensing" a été mis en œuvre avec succès (Fernández Fuentes *et al.*, 2022), illustre l'importance de l'engagement communautaire et de la transparence dans le développement de projets géothermiques. En formant des professionnels capables de communiquer efficacement avec les parties prenantes et de prendre en compte les préoccupations locales, il est possible de créer un environnement propice à l'acceptation et à l'intégration de la géothermie.

3.4.3. Création d'emplois et dynamisation économique

Le secteur géothermique offre des opportunités significatives pour la création d'emplois locaux, couvrant un large éventail d'activités allant de l'exploration et du forage à la gestion et à la maintenance des installations géothermiques. Le développement de ces projets nécessite une main-d'œuvre qualifiée, stimulant ainsi la formation professionnelle et le transfert de compétences (Umam *et al.*, 2020). Les plateformes universitaires et les centres de recherche jouent un rôle clé dans la formation de cette nouvelle génération de professionnels, en offrant des programmes spécialisés en géosciences, ingénierie et gestion de l'énergie.

En outre, le développement de la géothermie favorise l'émergence de nouvelles filières industrielles, telles que la fabrication d'équipements géothermiques et les services de maintenance spécialisés, les fluides géothermaux ayant leur spécificité (corrosivité, hautes températures). Ces nouvelles industries ou la conversion d'industries para-pétrolières vers les secteurs géothermiques, stimulent l'innovation et la croissance économique, en créant des emplois qualifiés et en attirant des investissements dans la région, à l'échelle nationale ou à l'échelle européenne, renforçant ainsi la compétitivité (Livescu and Dindoruk, 2025). Le portfolio énergétique bas-carbone permet une dynamisation économique résultant de ces activités et contribue à la revitalisation des zones post-industrielles ainsi qu'à l'amélioration de la qualité de vie des habitants (bassin d'emploi, qualité environnementale) (Zheng *et al.*, 2021).

CONCLUSION

La géothermie représente un levier stratégique pour la transition énergétique dans les Hauts-de-France. Les formations calcaires du Dinantien offrent un potentiel géothermique significatif, qui peut être exploité pour répondre aux besoins énergétiques des zones urbaines et industrielles. Les avancées récentes en modélisation 3D et en techniques de forage ouvrent de nouvelles perspectives pour une exploitation durable et efficace de ces ressources. Pour concrétiser ces opportunités, il est essentiel de poursuivre les efforts d'exploration et de recherche. Une collaboration étroite entre les acteurs académiques, industriels et publics est nécessaire pour surmonter les défis techniques et économiques.

En investissant dans des projets pilotes et en développant des technologies innovantes, les Hauts-de-France peuvent devenir une région pionnière en matière de reconversion énergétique en région post-minièrre, contribuant ainsi à un avenir énergétique durable.

Remerciements : Nous remercions nos collègues du BRGM pour leur expertise en retraitement sismique (Laure Capar et Stéphane Marc) et en modélisation 3D (Séverine Caritg-Monnot).

BIBLIOGRAPHIE

- ADAMS R. & VANDENBERGHE N. (1999). – The Meuse section across the Condroz–Ardennes (Belgium) based on a predeformational sediment wedge. *Tectonophysics*, 309 : 179–195. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(99\)00138-9](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(99)00138-9)
- ARNDT M. (2021). – 3D modelling of the Lower Carboniferous (Dinantian) as an indicator for the deep geothermal potential in North Rhine-Westphalia (NRW, Germany). *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 172 : 307–324. <https://doi.org/10.1127/zdgg/2021/0279>
- AVERBUCH O., MANSY J.-L., LAMARCHE J., LACQUEMENT F. & HANOT F. (2004). – Geometry and kinematics of the Boulonnais fold-and-thrust belt (N France): implications for the dynamics of the Northern Variscan thrust front. *Geodinamica Acta*, 17 : 163–178. <https://doi.org/10.3166/ga.17.163-178>
- BAISCH S., KOCH C., ROTHERT E., SEIDEMANN M. & VÖRÖS R. (2022). – Seismicity in Flanders.
- BARICH A., STOKŁOSA A.W., HILDEBRAND J., ELÍASSON O., MEDGYES T., QUINONEZ G., CASILLAS A.C. & FERNANDEZ I. (2022). – Social license to operate in geothermal energy. *Energies*, 15 : 139. <https://doi.org/10.3390/en15010139>
- BOURDELLE F., DUBOIS M., LLORET E., DURAND C., ADDAD A., BOUNOUA S., VENTALON S. & RECOURT P. (2021). – Kaolinite-to-chlorite conversion from Si,Al-rich fluid-origin veins/Fe-rich Carboniferous shale interaction. *Minerals*, 11 : 804. <https://doi.org/10.3390/min11080804>
- DEZAYES C., LACQUEMENT F., CAPAR L. & MAURY J. (2024). – Le réservoir géothermique carbonaté du Dinantien dans les Hauts-de-France. Rapport final V1. *BRGM/RP-73090-FR*, 125 p., 69 fig., 7 tab., 3 ann.
- FERNÁNDEZ FUENTES I., BARICH A., BAISCH C., BODO B., ELÍASSON O., FALCONE G., FRIEDERICHS G., DE GREGORIO M., HILDEBRAND J., IOANNOU A., MEDGYES T., MIKLOVICZ T., PÉREZ P. & PINTO M.T. (2022). – The CROWD THERMAL project: creating public acceptance of geothermal energy and opportunities for community financing. *Energies*, 15 : 8310. <https://doi.org/10.3390/en15218310>
- GUTTERIDGE P. (1991). – Aspects of Dinantian sedimentation in the Edale Basin, North Derbyshire. *Geological Journal*, 26 : 245–269. <https://doi.org/10.1002/gj.3350260305>

- KINSCHER J.L., BROOThAERS M., SCHMITTBUHL J., DE SANTIS F., LAENEN B. & KLEIN E. (2023). – First insights to the seismic response of the fractured Carboniferous limestone reservoir at the Balmatt geothermal doublet (Belgium). *Geothermics*, 107 : 102585. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2022.102585>
- LACQUEMENT F., MANSY J.-L., HANOT F. & MEILLIEZ F. (1999). – Retraitement et interprétation d'un profil sismique pétrolier méridien au travers du Massif paléozoïque ardennais (Nord de la France). *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences – Series IIA – Earth and Planetary Science*, 329 : 471–477. [https://doi.org/10.1016/S1251-8050\(00\)80020-8](https://doi.org/10.1016/S1251-8050(00)80020-8)
- LACQUEMENT F., AVERBUCH O., MANSY J.-L., SZANIAWSKI R. & LEWANDOWSKI M. (2005). – Transpressional deformations at lateral boundaries of propagating thrust-sheets: the example of the Meuse Valley Recess within the Ardennes Variscan fold-and-thrust belt (N France–S Belgium). *Journal of Structural Geology*, 27 : 1788–1802.
- LAGROU D., PETITCLERC E., HOES H., DUPONT N. & LAENEN B. (2015). – Geothermal energy use, country update for Belgium. *World Geothermal Congress 2015*, Melbourne.
- LAURENT A. (2021). – Modélisation géologique 3D du bassin houiller du Nord–Pas-de-Calais et de son substratum dévonien–carbonifère inférieur : vers une meilleure définition des réservoirs géothermiques profonds. Thèse de doctorat, Université de Lille.
- LAURENT A., AVERBUCH O., BECCALETTO L., GRAVELEAU F., LACQUEMENT F., CAPAR L. & MARC S. (2021). – 3-D structure of the Variscan thrust front in northern France : new insights from seismic reflection profiles. *Tectonics*, 40 : e2020TC006642. <https://doi.org/10.1029/2020TC006642>
- LAURENT A., BECCALETTO L., AVERBUCH O., GRAVELEAU F., LACQUEMENT F., CARITG S., MARC S. & CAPAR L. (2021). – Modelling the 3D geometry of the Dinantian carbonate geothermal reservoir in northern France. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 172.
- LICOUR L. (2014). – The geothermal reservoir of Hainaut: the result of thermal convection in a carbonate and sulfate aquifer. *Geologica Belgica*.
- LIVESCU S. & DINDORUK B. (2025). – *Geothermal energy engineering: technology transfer with the oil and gas industry*. Elsevier.
- LOPEZ F., PELLEGRINO M. & COUTARD O. (2019). – *Local energy autonomy : spaces, scales, politics*.
- LOUART J., LOUART O., DELACROIX D. & BECKELYNCK J. (2017). – Potentiel géothermique basse énergie sur aquifères profonds et sur eaux de mines en région Hauts-de-France. Rapport final. *BRGM/RC-66768-FR*, tomes 1–3.
- LOUART O. (2020). – La géothermie très basse énergie en Hauts-de-France : analyse de deux cas d'étude démonstrateurs de son potentiel. *Annales de la Société Géologique du Nord*, 27 : 23–36. <https://doi.org/10.54563/asgn.253>
- MAMET B., CLAEYS P., HERBOSCH A., PRÉAT A. & WOLFOWICZ P. (1986). – La “Grande Brèche” viséenne (V3a) des bassins de Namur et de Dinant (Belgique) est probablement une brèche d'effondrement. *Bulletin de la Société belge de Géologie*, 95 : 151.
- MEILLIEZ F. (2020). – Le gisement houiller du Nord–Pas-de-Calais, de la fin du XVIII^e siècle au XXIV^e siècle... au moins. *Travaux du Comité français d'Histoire de la Géologie*, 3^e série, 34 : 71–99.
- MEILLIEZ F., BAELE J.-M., DELCAMBRE B., GOEMAERE E., LACQUEMENT F., MARION J.-M. & MOTTEQUIN B. (2020). – Coup d'œil sur le Massif ardennais. Une excursion en quelques points clés. *Geologica Belgica*, 154.
- MERCIER E., DE PUTTER T., HERBOSCH A. & MANSY J.-L. (1994). – L'écaille des Gaux (Ardennes belges) : un exemple d'évolution tectono-sédimentaire complexe lors du développement d'un pli de propagation. *Geologische Rundschau*, 83 : 170–179. <https://doi.org/10.1007/BF00211900>
- MINGUELY B., AVERBUCH O., PATIN M., ROLIN D., HANOT F. & BERGERAT F. (2010). – Inversion tectonics at the northern margin of the Paris Basin (northern France): new evidence from seismic profiles and boreholes interpolation in the Artois area. *Bulletin de la Société Géologique de France*, 181 : 429–442. <https://doi.org/10.2113/gssgfbull.181.5.429>
- MRAZ E., MOECK I. & BISSMANN S. (2018). – Multiphase fossil normal faults as geothermal exploration targets in the Western Bavarian Molasse Basin : case study Mauerstetten. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 169.
- MRAZ E., WOLFGGRAMM M., MOECK I.S. & THURO K. (2019). – Diagenesis of the Upper Jurassic carbonate rocks within deep geothermal boreholes of the North Alpine Foreland Basin in Germany. In : SHAKOOR A. & CATO K. (Eds.), *IAEG/AEG Annual Meeting Proceedings, San Francisco, California, 2018 – Volume 4*. Springer International Publishing, Cham : 67–73. https://doi.org/10.1007/978-3-319-93133-3_9
- MUCHEZ PH., SLOBODNIK M., VIAENE W.A. & KEPPENS E. (1995). – Geochemical constraints on the origin and migration of palaeofluids at the northern margin of the Variscan foreland, southern Belgium. *Sedimentary Geology*, 96 : 191–200. [https://doi.org/10.1016/0037-0738\(94\)00118-E](https://doi.org/10.1016/0037-0738(94)00118-E)
- NEWSON J.A., TRULLENQUE G., BOSSENEC C., SASS I., ŠADEK S., GAUTASON B. & GREENE R.M. (2022). – Graduate geothermal training in the European Economic Area. In : *New Zealand Geothermal Workshop*, Auckland, New Zealand.
- PAUWELS J., SALAH S., VASILE M., LAENEN B. & CAPPUYNS V. (2021). – Characterization of scaling material obtained from the geothermal power plant of the Balmatt site, Mol. *Geothermics*, 94 : 102090. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2021.102090>
- POTTEN M., SELLMEIER B., MRAZ E. & THURO K. (2019). – Geomechanical investigation of high priority geothermal strata in the Molasse Basin, Bavaria, Germany. In : SHAKOOR A. & CATO K. (Eds.), *IAEG/AEG Annual Meeting Proceedings, San Francisco, California, 2018 – Volume 2*. Springer International Publishing, Cham : 21–26. https://doi.org/10.1007/978-3-319-93127-2_4

- ROUCHY J.M., LAUMONDAIS A. & GROESSENS E. (1987). – The Lower Carboniferous (Visean) evaporites in northern France and Belgium : depositional, diagenetic and deformational guides to reconstruct a disrupted evaporitic basin. In : PERYT T.M. (Ed.), *Evaporite Basins*. Springer, Berlin, Heidelberg : 31–67. <https://doi.org/10.1007/BFb0010099>
- SERVICE PUBLIC DE WALLONIE (2024). – Appel à projets pour la réalisation du projet pilote dans le bassin minier de Liège (mines de Patience et Beaujonc), juillet 2024. Site Énergie du Service public de Wallonie. [Consulté le 2 septembre 2025]. <https://energie.wallonie.be/fr/geothermie.html?IDC=10265>
- UMAM M.F., SUSILO J., PURBA D.P. & ADITYATAMA D.W. (2020). – Design of geothermal drilling training curriculum as the implementation of the national competence standard on onshore drilling. *IOP Conference Series : Earth and Environmental Science*, 417 : 012016. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/417/1/012016>
- VERHOEVEN R., WILLEMS E., HARCOUËT-MENOU V., DE BOEVER E., HIDDÉS L., VELD P.O. & DEMOLLIN E. (2014). – Minewater 2.0 project in Heerlen (The Netherlands): transformation of a geothermal mine water pilot project into a full scale hybrid sustainable energy infrastructure for heating and cooling. *Energy Procedia*, 46 : 58–67. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.158>
- WEINAND J.M., MCKENNA R., KLEINEBRAHM M. & MAINZER K. (2019). – Assessing the contribution of simultaneous heat and power generation from geothermal plants in off-grid municipalities. *Applied Energy*, 255 : 113824. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113824>
- ZHENG J., SHAO X., LIU W., KONG J. & ZUO G. (2021). – The impact of the pilot program on industrial structure upgrading in low-carbon cities. *Journal of Cleaner Production*, 290 : 125868. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.125868>

SOUMETTRE UN ARTICLE AUX ANNALES DE LA SOCIÉTÉ GÉOLOGIQUE DU NORD C'EST :

1

Pas de limite de taille/contenu

Vous permettant de soumettre des **manuscrits longs** intégrant des jeux de données conséquents **ou des articles courts** sur une thématique particulière, des développements méthodologiques en cours, des découvertes récentes...

2

Des relectures de qualité

Nous sommes extrêmement attentifs au choix des relecteurs sollicités, comme en témoigne notre **comité éditorial composé d'experts internationaux** dans toutes les disciplines de la recherche sur la Géologie.* Nous prônons **des relectures constructives**, en particulier pour les jeunes chercheurs.

3

La possibilité de publier en anglais ou en français

4

Défendre une société savante

Défendre la Société Géologique du Nord et son indépendance face aux grands éditeurs scientifiques anglo-saxons.

5

Être connu, reconnu

Et **s'intégrer à la communauté** de recherche sur la Géologie, en particulier régionale, fédérée par la SGN (plus de 170 adhérents dont 11 entités associatives, entreprises, établissements de médiation scientifique...)

6

Une diffusion internationale

Plus de 17 abonnés institutionnels (universités, instituts...) en France, Belgique, Maroc, Etats-Unis, Canada, Chine...

7

Piloter des fascicules thématiques

Possible en tant qu'éditeur-invité

Exemples : Energies citoyennes au service de la transition énergétique (2018), Bassin minier du Nord - Pas-de-Calais (2017), séance spécialisée à la mémoire d'Antoine Bonte « L'urbain c'est demain ! Les enjeux naturels du développement urbain (2013), Géologie des régions de France et des pays environnants (2012)

8

Publication rapide en open access

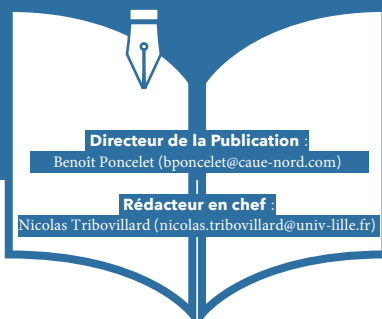
De vos articles, grâce à **la mise en ligne des épreuves**.

9

Attribution d'un DOI à vos articles

10

Gratuit !



Plus d'informations : sgn.univ-lille.fr

* sgn.univ-lille.fr/editions-sgn

