

Éditorial

Johannes Wendebourg¹ et François Baudin^{2,*}

¹ Total E&P Americas, 1201 Louisiana S # 1800, Houston, TX 77002, États-Unis

² Sorbonne Université, IStEP, 4 place Jussieu, 75005 Paris, France

Avec le développement des ressources non conventionnelles, les roches mères pétrolières ont reçu ces dernières années un regain d'intérêt afin de mieux comprendre leur distribution spatiale et temporelle, la nature des fluides qu'elles génèrent, les conditions dans lesquelles elles les expulsent ou les retiennent mais aussi leurs propriétés pétrophysiques à différentes échelles et leur évolution avec l'enfouissement.

Fin 2015, la Société Géologique de France a invité la communauté académique et celle des praticiens francophones à se rencontrer pour faire le point des avancées scientifiques récentes sur les roches mères pétrolières qu'il s'agisse d'aspects sédimentologiques ou stratigraphiques, géochimiques, pétrophysiques, de modélisation de leur dépôt ou de leur évolution thermique.

Les communications présentées les 26 et 27 novembre 2015 ont principalement traité de la distribution et de l'architecture des roches mères, de leur transformation post dépôt au cours de leur maturation thermique, en particulier pour ce qui concerne la nature des fluides générés. Quelques présentations ont aussi abordé les méthodes d'évaluation des rendements des systèmes pétroliers conventionnels ou non conventionnels, en particulier dans les zones où l'exploration est encore limitée.

Ce numéro thématique du *Bulletin de la Société Géologique de France* regroupe 6 articles rédigés à l'issue de ces journées et des discussions qu'elles ont permises. Nous partirons de l'organisation spatiale et temporelle de deux roches mères, l'une carbonatée, l'autre silicoclastique argileux. Nous examinerons ensuite le contrôle que peut exercer le milieu de sédimentation sur la préservation de la matière organique, aussi bien à l'aide de données géochimiques qu'avec des outils de modélisation. Nous aborderons ensuite l'impact des conditions de dépôt de matières organiques lacustres sur la nature des hydrocarbures générés. Enfin, un point particulier exposera la méthode d'estimation de la dotation de bassins en hydrocarbures sur la base des coefficients de rendement des systèmes générateurs.

La principale roche mère du bassin aquitain est une succession marno-calcaire d'âge Kimméridgien supérieur qui affleure largement dans le Quercy. Une étude sédimentologique, micropaléontologique et géochimique y a été réalisée par Bastianini et collaborateurs afin de caractériser l'environnement de dépôt et en particulier les conditions d'accumulation et de préservation de la matière organique marine dont la concentration peut atteindre 15 %. La microfaune, l'absence de faciès de barrière et l'influence de l'action des vagues sur les environnements de dépôt indiquent un milieu marin ouvert de type rampe homoclinale. Cette formation quercynoise est un bon analogue de la Formation Hanifa, principale roche mère du Moyen-Orient, également déposée dans un environnement carbonaté et d'âge Jurassique supérieur.

La Formation Vaca Muerta, datant de l'intervalle tithonien-berriasien, est la principale roche mère du bassin de Neuquén en Argentine. Krim et collaborateurs proposent ici une analyse stratigraphique et séquentielle de cette formation et de celle de Picún Leufú qui la surmonte. L'analyse des faciès et la corrélation de logs sédimentaires permettent de caractériser l'évolution des dépôts le long d'une rampe silicoclastique évoluant vers une rampe mixte. Deux séquences transgressives-régressives majeures et cinq séquences transgressives-régressives à haute fréquence sont reconnues. Les caractéristiques géochimiques et la minéralogie des argiles suggèrent que le climat a joué un rôle clé dans l'évolution de l'environnement sédimentaire, lequel initialement normalement oxygéné a rapidement évolué vers des conditions suboxiques.

La Formation des Argiles de Châtillon qui affleure dans le Boulonnais (Nord de la France) est également d'âge Kimméridgien-Tithonien et correspond à un équivalent latéral de la Formation de Kimmeridge Clay. Elle s'est déposée sur une rampe homoclinale à dominante silicoclastique sous contrôle de l'action des vagues de tempête. L'étude de Hatem et collaborateurs examine le rôle respectif de la sulfuration naturelle et de l'apport de fer réactif avec les argiles comme facteurs de contrôle de la préservation de la matière organique. La smectite dont la distribution le long du profil de dépôt est inhabituelle semble jouer le rôle de convoyeur de fer réactif qui indirectement limiterait la préservation de la matière organique marine.

L'étude de Crombez et collaborateurs présente les résultats d'une modélisation numérique des processus sédimentaires ayant permis la préservation de la matière organique marine dans des formations triasiques de l'ouest canadien. L'objectif ici n'est pas tant de reconstituer finement la distribution de la matière organique dans ces séries que de faire un test de sensibilité des différents

*Auteur correspondant : francois.baudin@upmc.fr

paramètres en jeu. Ainsi différents scénarios de productivité primaire et de restriction du bassin ont été testés ce qui permet aux auteurs de discuter leur influence relative sur l'accumulation de la matière organique. Enfin, s'il en était encore besoin, cette étude souligne le fort contrôle de la paléogéographie et de l'évolution géodynamique du bassin sur la dynamique de l'anoxie et les apports détritiques qui viennent diluer le signal organique.

De leur côté, Garel et collaborateurs ont étudié la fraction organique des dépôts lacustres permien du bassin d'Autun afin de déterminer le contrôle exercé par les conditions paléoenvironnementales sur les caractéristiques des hydrocarbures qu'ils peuvent générer. Deux groupes d'échantillons de schistes bitumineux sont ainsi identifiés : l'un dominé par des matières organiques lacustres et terrestres bien préservées et produisant des fluides pétroliers dominés par les *n*-alcane, l'autre dominé par une matière organique lacustre dégradée, dont les profils des hydrocarbures primaires montrent des faibles concentrations de *n*-alcane. Cette différence est expliquée par une plus faible profondeur du paléolac empêchant la mise en place de conditions anoxiques dans les eaux profondes et favorisant la dégradation de la matière organique.

La dernière contribution de ce volume spécial présente l'estimation des réserves mondiales de pétrole non conventionnel (ou huile de roche mère) par des approches statistiques fondées sur le concept de systèmes pétroliers et leur rendement. La totalité des ressources piégées dans les roches mères approcherait de 75 000 Gb (milliards de barils). Avec un coefficient de récupération voisin de 10 %, les réserves totales représenteraient 7500 Gb. En estimant que 20 % seulement des réserves sont exploitables, les réserves ultimes en huile de roche mère atteindraient 1500 Gb soit la moitié des réserves initiales d'huile conventionnelles.

Nous espérons que la lecture de ces articles répondra au souhait de la communauté géologique et géochimique de se tenir informé des avancées dans ce champ de la géologie des roches mères pétrolières. Enfin, la réalisation matérielle de ces journées et la mise en ligne en accès libre de ces articles ont bénéficié d'un soutien financier de Total, d'Engie, de Sorbonne-Université et de l'Institut des Sciences de la Terre de Paris. Tous ces organismes en sont bien vivement remerciés.

Editorial

With the rapid development of unconventional oil and gas resources, source rocks have regained considerable attention in the geoscience community over the last few years. The goal of this research is to understand the distribution of source rocks in space and geological time, the nature of the fluids they generate, the conditions under which they expel or retain fluids as well as their petrophysical properties at different scales and during burial.

On November 25–26, 2015, the French Geological Society (Société Géologique de France) organized a conference for the French-speaking community of academia and industry on the recent advancements of hydrocarbon source rocks, focusing on the sedimentology and stratigraphy of source rocks, their geochemical and petrophysical properties and the modeling of their depositional and thermal histories. The papers that were presented covered principally the distribution and architecture of source rocks, their transformation during subsequent burial and thermal maturation and above all, the hydrocarbon fluids they generated. Other presentations focused on the estimation of the global hydrocarbon endowment of conventional and unconventional petroleum systems in areas where exploration is still in an early stage.

This special issue of the *Bulletin de la Société Géologique de France* contains six articles that had been submitted after the conference. They are organized thematically, starting with two articles describing the time and space distribution of carbonate and clastic source rock, followed by articles on the factors of the sedimentary environment that control the preservation of the organic matter, using geochemical data and numerical modeling. A further article describes how the depositional conditions of organic matter in lakes impact the nature of the generated hydrocarbon fluids. The last article treats the question how to determine the total hydrocarbon resource potential of source rocks using the concept of petroleum systems.

The main source rock of the Aquitaine basin in South France is a marl of Upper Kimmeridgian age which outcrops in the Quercy area. [Bastianini et al. \(2017\)](#) studied the sedimentology, micropaleontology and geochemistry of this source rock in order to determine its depositional environment and in particular the conditions for accumulation and preservation of the marine organic matter which has a TOC as high as 15%. This source rock was deposited in an open marine ramp environment, shown by its microfauna, by indications of wave action and the absence of any barrier. The Quercy area outcrops are a good analogue for the Upper Jurassic Hanifa formation of the Middle East which has also been deposited in a carbonate environment.

The Vaca Muerta formation of Tithonian to Berriasian age is the main source rock of the Neuquen basin in Argentina. [Krim et al. \(2017\)](#) performed a sequence stratigraphic analysis of the Vaca Muerta and its overlying Picun Leufu formation, based on facies analysis and log correlations. These formations are interpreted as deposits of a clastic ramp that evolves towards a mixed carbonate-clastic ramp. Two major transgressive-regressive sequences and five high-frequency sequences have been recognized. Geochemical and mineralogical properties of the shales suggest that climate played an important role in the evolution of the sedimentary environment, rapidly evolving from initially oxygenated to suboxic conditions.

The Argiles de Chatillon outcrops in the Boulonnais region of northern France is of Kimmeridgian to Tithonian age, the equivalent of the Kimmeridge Clay formation of the North Sea. It is deposited on a clastic ramp controlled by storm waves. The work by [Hatem et al. \(2017\)](#) studies the effect of natural sulfuration and reactive iron on the preservation of organic matter in shales. The smectite profile is unusual and smectite seems to play a major role as transport agent for reactive iron which indirectly limits the preservation of the marine organic matter.

[Crombez et al. \(2017\)](#) describe numerical modeling of the sedimentary processes that lead to the preservation of organic matter in the Triassic of Western Canada. The study consists of a sensitivity analysis of various input parameters rather than a

detailed reconstruction of the distribution of the organic matter. Different scenarios of primary productivity and basin restriction have been modeled and their relative influence on the accumulations of the organic matter is discussed. This study underlines the strong control of paleogeography and geodynamic evolution on the dynamics of anoxia and presence of detritic sediments that are diluting the marine organic matter.

Garel *et al.* (2017) studied the organic fraction of Permian lake sediments in the Autun basin, France to determine how the paleoenvironment controls the properties of the generated hydrocarbon fluids. Two different types of oil shale can be distinguished: the first is dominated by lacustrine and terrestrial organic matter that is well preserved and that generates fluids that are dominated by n-alkanes. The second is dominated by degraded lacustrine organic matter that generates primary hydrocarbon fluids that have very little n-alkanes. The difference can be explained by shallow lakes that prohibit the development of anoxic conditions and favor the degradation of the organic matter.

The last paper (Blaizot, 2017) of this special volume estimates the worldwide reserves of unconventional liquid hydrocarbons, applying statistical methods and the principle of petroleum systems efficiency. The total hydrocarbon resources trapped worldwide in source rocks can be estimated as 75 000 Gbo (billion barrels of oil). Assuming a recovery factor of around 10%, the worldwide shale oil reserves are about 7500 Gbo. If only 20% of these reserves are developable, then the ultimate reserves of shale oil would reach 1500 Gbo which represents about half of the initial reserves of conventional oil.

We hope that this collection of articles on the advancements of research on hydrocarbon source rocks is of high interest to the scientific and industry community of geologists and geochemists. We would like to acknowledge the support of Total, Engie, the Sorbonne University, Paris and the Institute of Earth Sciences of Paris for holding this conference and for publishing these articles.

Références

- Bastianini L, Hoareau G, Caline B, Martinez M, Lezin C, Baudin F, *et al.* 2017. Sedimentary characterization of the carbonate source rock of Upper Kimmeridgian Parnac Formation of the Aquitaine Basin (Quercy area). *Bull. Soc. géol. Fr.* 188: 32.
- Blaizot M. 2017. Worldwide Shale-Oil Reserves: towards a global approach based on the principles of Petroleum Systems and the Petroleum System Yield. *Bull. Soc. géol. Fr.* 188: 33.
- Crombez V, Rohais S, Baudin F, Chauveau B, Euzen T, Granjeon D. 2017. Controlling factors on source rock development: implications from 3D stratigraphic modeling of Triassic deposits in the Western Canada Sedimentary Basin. *Bull. Soc. géol. Fr.* 188: 30.
- Garel S, Behar F, Schnyder J, Baudin F. 2017. Paleoenvironmental control on primary fluids characteristics of lacustrine source rocks in the Autun Permian Basin (France). *Bull. Soc. géol. Fr.* 188: 29.
- Hatem E, Tribouvillard N, Averbuch O, Bout-Roumazielles V, Deconinck J-F, Baudin F, *et al.* 2017. Small-scaled lateral variations of an organic-rich formation in a ramp-type depositional environment (the Late Jurassic of the Boulonnais, France): impact of the clastic supply. *Bull. Soc. géol. Fr.* 188: 31.
- Krim N, Bonnel C, Tribouvillard N, Riboulleau A, Imbert P, Bout-Roumazielles V, *et al.* 2017. Paleoenvironmental evolution of the southern Neuquén Basin (Argentina) during the Tithonian-Berrisian interval (Vaca Muerta and Picun Leufu Formations): a multi-proxy approach. *Bull. Soc. géol. Fr.* 188: 34.