

## Université Pierre et Marie Curie

Ecole doctorale Géosciences, ressources naturelles et environnement

### Approches intégrées de construction et d'analyse des modèles de systèmes pétroliers *Apports pour l'exploration pétrolière*

Mathieu Ducros

Thèse de doctorat en Géosciences

Dirigée par Chantal de Fouquet

Présentée et soutenue publiquement le 20 Octobre 2017

Devant un jury composé de :

M. Jean Paul Callot, Université de Pau et des Pays de l'Adour	Rapporteur
M. Kerry Gallagher, Université de Rennes 1	Rapporteur
Mme Brigitte Doligez, IFP Énergies nouvelles	Examineur
M. Pierre-Yves Chenet, Beicip-Franlab	Examineur
M. Loïc Labrousse, UPMC	Président du jury
Mme Chantal de Fouquet, Écoles des Mines de Paris	Directrice
Mme Roselyne Friedenber, UPMC	Formation continue
Mme France Uebersfeld, UPMC	Responsable VAE



## Remerciements

Le parcours que j'ai suivi pour l'obtention du titre de docteur n'étant pas la voie classique, je souhaite tout d'abord souligner la chance qui m'a été donnée d'obtenir le titre de docteur par une Validation des Acquis de l'Expérience. Je remercie IFP Énergies nouvelles de m'avoir donné l'occasion de concrétiser cette opportunité.

Elle n'aurait toutefois pu prendre forme sans les apports de France Uebersfeld puis de François Baudin, Christian Gorini et Loïc Labrousse dans le montage et l'évaluation de ma demande de VAE doctorale. J'ai également une pensée spéciale pour Rémy Deschamps, compagnon de route dans cette démarche.

Je tiens à remercier chaleureusement Chantal de Fouquet qui a accepté de m'accompagner dans cette procédure un peu inhabituelle en tant que directrice de thèse. Sa curiosité, son ouverture d'esprit et ses précieux conseils ont été des éléments clés dans la maturation de ce travail. Je garde à l'esprit sa recommandation de ne pas m'arrêter en si bonne route.

J'exprime ma gratitude au président du jury, Loïc Labrousse, aux rapporteurs, les professeurs Kerry Gallagher et Jean-Paul Callot, ainsi qu'aux membres du jury, Brigitte Doligez et Pierre-Yves Chenet, d'avoir accepté de juger mes travaux et d'avoir dégagé du temps pour s'y consacrer.

Je me dois de rendre un hommage très particulier à Bernard Carpentier que je peux considérer comme un mentor. J'ai eu le privilège d'échanger des idées et de confronter des points de vue dans des conversations souvent passionnées. Son expérience et son esprit bouillonnant de créativité ne m'auront pas laissé inchangé. Renaud Traby, collègue depuis mes débuts professionnels, a magistralement repris sa suite. Notre dynamique et l'émulation qui l'accompagne font de lui bien plus qu'un collègue ; il est ami voire un complice. D'aucuns diraient un acolyte.

Un grand merci à mes collègues qui m'ont permis de m'ouvrir à la beauté et à la complexité de la géologie et des géosciences en général. Ils m'ont fait découvrir des moyens insoupçonnés d'en ressentir les effets et d'en apprécier la poésie. Sébastien, Matthieu, Paul, Benoît, Youri, Rémy, Julien, Xavier, Fadi, Brigitte, Didier, Jean-Luc et Isabelle, merci à vous. Mon travail étant le résultat de la rencontre des personnes, des personnalités et des compétences diverses, je ne peux oublier de saluer Dominique, les Sylvies, Isabelle, Françoise et toutes les personnes qui ont rendu ce travail possible par leur aide ou les échanges que nous avons eus. Je suis également redevable à Beicip-Franlab de m'avoir fait confiance et de m'avoir permis de rencontrer et d'échanger avec les destinataires de nos solutions, sources inépuisables d'idées. J'espère avoir réussi à mettre mes compétences et ma créativité à leur service.

Je tiens finalement à remercier tous mes amis et notamment Ariane, Julien, Olivier, Adriana et les mineurs qui ont indirectement participé à ce résultat.

Je ne saurai conclure ces remerciements sans reconnaître le rôle important de Maria et de ma famille. Ils ont su faire abstraction de mon côté... fatigant pour m'apporter un appui et des encouragements sans faille.



## Résumé

Les outils numériques de modélisation des bassins sédimentaires et des systèmes pétroliers prennent en compte des processus naturels chaque fois plus nombreux et font intervenir une grande variété de disciplines des géosciences. C'est pourquoi il est ardu de construire des modèles qui soient cohérents avec l'ensemble des données disponibles et l'ensemble des connaissances géologiques.

Les travaux réalisés dans cette thèse de doctorat visent à rendre ces outils de modélisation plus accessibles d'une part en facilitant la construction des modèles numériques par l'intégration simultanée et automatique des concepts géologiques et des données et d'autre part en donnant accès à l'interprétation des risques d'exploration sous forme de cartes.

Pour répondre au premier objectif, deux méthodes ont été mises au point afin de faciliter et d'améliorer la détermination de l'histoire thermique des bassins sédimentaires et de la distribution régionale de la matière organique. Elles se basent sur une même procédure d'exploitation des mesures locales et de l'information géologique régionale pour mieux estimer ces aspects clés pour l'exploration des systèmes pétroliers. Une optimisation des paramètres de modélisation est d'abord réalisée afin de reproduire les données locales avant d'extrapoler les résultats à l'échelle du bassin via l'utilisation des données géologiques. Les deux approches ont été valorisées chacune par le dépôt d'un brevet (Ducros, 2012 ; Ducros et Chauveau, 2015). Elles sont illustrées pour l'une sur le cas du bassin de Berkine, où l'on dispose d'une importante base de données thermiques, et pour l'autre sur le bassin Ouest-Canadien, objet d'une intense exploration des hydrocarbures de roche-mère.

La deuxième partie des travaux a porté sur la mise au point et l'application d'une méthode d'analyse de sensibilité et de risques sous forme de cartes. Elle s'appuie sur une approche d'approximation de la réponse d'un simulateur sur l'ensemble de l'espace d'incertitude afin de réduire le temps d'échantillonnage nécessaire à l'estimation des risques et sur une analyse en composantes principales permettant de réduire la dimension des résultats à traiter. La méthode est illustrée sur deux exemples d'application : le premier utilise un outil de modélisation stratigraphique pour l'estimation de la position des réservoirs pétroliers dans un bassin sédimentaire et le deuxième montre comment peut-être déterminé le risque sur la maturité de la roche-mère.

Ces nouveaux outils renforcent les liens entre les différentes disciplines des géosciences afin de produire des résultats plus cohérents et plus prédictifs. Ils facilitent également l'accès à des analyses d'incertitudes et de risques qui permettent des interprétations cartographiques puissantes, en lien avec les techniques courantes d'appréciation des risques d'exploration (CRS mapping).

**Mots clés :** modélisation de bassin, modélisation stratigraphique, incertitudes, risques, calibration, sensibilité, exploration, bassin sédimentaire, bassin ouest-canadien, bassin de Berkine, flux de chaleur, modélisation numérique, roche-mère, réservoir, potentiel pétrolier, CRS mapping, histoire thermique, lithosphère, matière organique



## Abstract

Numerical tools for petroleum system modeling and forward stratigraphic modeling were designed to account for complex processes responsible for hydrocarbon accumulations in petroleum reservoirs. These processes, which extended to new mechanisms and gained details with increasing understanding, involve several geoscience disciplines making difficult the building of models consistent with both data and knowledge.

The work performed during this Ph.D. aims at making basin modeling more accessible to geoscientists first by making easier the integration of geological concepts and available data during the process of model building and then by improving quality of forecasts and of risk quantification through sensitivity and risk analysis on maps.

In a first section, two methods designed for better and easier estimation of the thermal history and of the distribution of marine organic matter in sedimentary basins are presented. They are based on a similar procedure which uses local data and regional knowledge to assess these two key aspects of petroleum system exploration. An optimization loop is initially performed on input parameters to fit on local data before extrapolating the results to basin scale under the constraint of the regional geological information. Both approaches were patented (Ducros, 2012; Ducros et Chauveau, 2015). The basin of Berkine in Algeria, for which an important set of thermal data is available, was used as an application case study for the method designed for estimating thermal history. The Western Canadian Sedimentary Basin, known for its production of unconvensionals, was used for illustrating the estimation of the distribution of organic matter.

The second part of the work is dedicated to a new methodology for sensitivity and risk analysis on maps. It is built on a proxy-model of the simulator behavior in the uncertain space to save time during the sampling phase required for providing statistical results. It also uses a principal component analysis to reduce the space dimension when dealing with maps. The approach is illustrated on two case studies: one using a forward stratigraphic model for assessing the position of petroleum reservoirs and one on a petroleum system modeling tool for assessing the maturity of a source-rock in the Levant Basin.

These new tools strengthen the integration of data coming from different disciplines to produce more consistent and robust results. They make easier the interpretation of risk analysis provided on a format compatible with classical methods of risk assessment in petroleum exploration such as CRS mapping.

The results of this work emphasize the role of these tools for making the link between the different disciplines of geosciences to provide consistent and predictive results. They also give access to powerful risk mapping that can be part of a more general framework, called Common Risk Segment Mapping, used for risks assessment in petroleum exploration.

**Key words:** basin modeling, forward stratigraphic modeling, uncertainties, risks, calibration, sensitivity, exploration, sedimentary basin, Western Canada Sedimentary Basin, Berkine Basin, heat flow, numerical modeling, source rock, reservoir, petroleum potential, CRS mapping, thermal history, lithosphere, organic matter.





# Sommaire

REMERCIEMENTS.....	III
RÉSUMÉ .....	V
ABSTRACT.....	VII
<hr/>	
<b>SOMMAIRE .....</b>	<b>IX</b>
<b>LISTE DES ILLUSTRATIONS.....</b>	<b>XI</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX .....</b>	<b>15</b>
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>1</b>
<b>1 NOUVEAUX OUTILS POUR LA CONSTRUCTION DE MODÈLES DE BASSINS.....</b>	<b>5</b>
<b>1.1 CALIBRATION THERMIQUE DES MODÈLES DE BASSIN .....</b>	<b>6</b>
1.1.1 CONTEXTE .....	6
1.1.2 PRINCIPES GÉNÉRAUX DE LA CALIBRATION D'UN MODÈLE 3D DE BASSIN .....	8
1.1.3 APPLICATION AU BASSIN DE BERKINE .....	11
1.1.4 RÉSULTATS ET DISCUSSION .....	14
1.1.5 SYNTHÈSE.....	22
<b>1.2 DÉTERMINATION RÉGIONALE DE LA RICHESSE EN MATIÈRE ORGANIQUE D'UNE ROCHE-MÈRE .....</b>	<b>23</b>
1.2.1 CONTEXTE .....	23
1.2.2 MÉTHODE .....	24
1.2.3 MODÈLE INVERSE LOCAL ET EXTRAPOLATION À L'ÉCHELLE DU BASSIN.....	28
1.2.4 APPLICATION AU CAS DE LA FORMATION MONTNEY (BASSIN OUEST CANADIEN) .....	31
1.2.5 RÉSULTATS ET DISCUSSION .....	34
1.2.6 SYNTHÈSE.....	38
<b>2 NOUVEAUX OUTILS POUR L'ANALYSE DE SENSIBILITÉ ET DE RISQUES .....</b>	<b>39</b>
<b>2.1 ANALYSE DE SENSIBILITÉ À L'ÉCHELLE RÉGIONALE .....</b>	<b>40</b>
2.1.1 CONTEXTE .....	40
2.1.2 MÉTHODE DE QUANTIFICATION DES INCERTITUDES SUR DES CARTES .....	41
2.1.3 APPLICATION À UN INTERVALLE SÉDIMENTAIRE DU GOLFE DU MEXIQUE.....	44
2.1.4 RÉSULTATS ET DISCUSSION .....	47
2.1.5 SYNTHÈSE.....	50
<b>2.2 MÉTHODE DE DÉTERMINATION DE CARTES DE RISQUE EN EXPLORATION PÉTROLIÈRE.....</b>	<b>53</b>
2.2.1 CONTEXTE .....	53
2.2.2 MÉTHODE DE CARTOGRAPHIE DES RISQUES.....	54
2.2.3 RISQUE DE PRÉSENCE D'UN RÉSERVOIR SABLEUX .....	54
2.2.4 DÉTERMINATION DES RISQUES DE MATURITÉ DE LA ROCHE-MÈRE.....	58
2.2.5 SYNTHÈSE.....	63
<b>3 CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES .....</b>	<b>65</b>
<b>4 RÉFÉRENCES .....</b>	<b>69</b>

<b>5</b>	<b>ANNEXES.....</b>	<b>79</b>
<b>5.1</b>	<b>TEMISFLOW.....</b>	<b>79</b>
<b>5.2</b>	<b>DIONISOSFLOW .....</b>	<b>79</b>
<b>5.3</b>	<b>COUGARFLOW .....</b>	<b>79</b>

# Liste des illustrations

---

- Figure 1 : Section géologique le long d'un transect nord-ouest sud-est du bassin de Berkine et des bassins voisins. Il présente les intervalles stratigraphiques majeurs pris en compte dans le modèle numérique. Modifiée de Popescu (1995), Galeazzi et al. (2010) et Ben Abdelkrim (2015). ..... 12
- Figure 2 : Illustration du modèle numérique 3D. Pour des raisons de confidentialité l'illustration ne comporte pas d'échelle ni de légende..... 14
- Figure 3 : Carte du flux de chaleur actuel à la base des sédiments obtenue par la simulation utilisant le modèle lithosphérique par défaut de TemisFlow. Les flux de chaleurs élevés sont en rouge ( $53\text{mW/m}^2$ ) et les flux de chaleur les plus faibles sont en bleu ( $47\text{mW/m}^2$ ). La carte montre également la position des puits contenant des données de températures et/ou de réflectance de la vitrinite. Les puits utilisés pour la procédure d'optimisation sont représentés par des triangles noirs. Les puits utilisés pour estimer la qualité des prévisions obtenues sont représentés par les cercles gris. Pour des raisons de confidentialité l'illustration ne comporte ni échelle ni légende. .... 15
- Figure 4 : Exemple d'historique de flux de chaleur pour l'un des six puits sur le modèle initial non calibré, avec intégration du modèle lithosphérique. On voit apparaître les effets de la sédimentation et de l'érosion sur l'historique du flux de chaleur. Pour rappel, le modèle proposé par Rudkiewicz et al. (2003) utilise un flux de chaleur constant hormis durant l'érosion hercynienne (286-231Ma) et durant l'érosion alpine (42-35Ma)..... 15
- Figure 5 : Comparaison entre les résultats de simulation (courbes) et les données de puits (points) pour les températures et réflectances de vitrinite. Les figures représentent l'évolution des propriétés en fonction de la profondeur pour l'un des six puits de la calibration. Les deux graphes de gauche représentent les courbes obtenues par la calibration automatique. Ceux de droite représentent les courbes obtenues par la calibration manuelle d'un expert en modélisation de bassin. Les deux modèles apparaissent très similaires et représentent aussi bien les données de puits..... 16
- Figure 6 : Comparaison de l'historique de flux de chaleur avant (noir) et après calibration aux données de puits (rouge). On voit l'effet des trois corrections : une augmentation globale du flux de chaleur basal (moyenne auparavant autour de  $52\text{mW/m}^2$  et maintenant d'environ  $55\text{mW/m}^2$ ), une augmentation des flux de chaleur durant l'érosion alpine (42 à 35Ma) et une oblitération des effets de l'érosion hercynienne (286 à 231Ma) ..... 17
- Figure 7 : Comparaison de l'historique de flux de chaleur obtenu avec la méthode classique de calibration des données de puits (bleu) et avec la nouvelle méthode de calibration (rouge). On voit que le modélisateur a choisi des flux de chaleur constants dans le temps sauf pour les deux érosions majeures. Les variations de flux de chaleurs sont plus brutales, de plus grande amplitude et préservent moins bien le lien avec l'histoire géologique du bassin qu'avec la nouvelle méthode de calibration. . 18
- Figure 8 : Carte du flux de chaleur actuel selon la nouvelle méthode de calibration des données de puits. Les résultats sont obtenus par co-krigeage co-localisé des flux de chaleur calés aux six puits de calibration utilisés (points gris) et de la carte de flux de chaleur présentée à la figure 3. Les valeurs des flux de chaleurs varient entre  $42\text{mW/m}^2$  (en bleu) et  $73\text{mW/m}^2$  (en rouge). Une validation croisée est réalisée pour estimer la confiance dans l'estimation de flux de chaleur dans les zones non-contraintes par les puits utilisés dans la procédure d'optimisation (notamment à l'ouest et au centre du bassin). Pour des raisons de confidentialité l'illustration ne comporte ni échelle ni légende..... 19
- Figure 9 : Carte du flux de chaleur actuel obtenus par le modélisateur à partir de la calibration des 40 puits à sa disposition (points gris). Les valeurs des flux de chaleurs varient entre  $42\text{mW/m}^2$  (en bleu) et  $73\text{mW/m}^2$  (en rouge). Pour des raisons de confidentialité l'illustration ne comporte pas d'échelle ni de légende. .... 20
- Figure 10 : Comparaison entre les résultats de simulation (courbes) et les données de puits de forage (points) pour les températures et les réflectances de vitrinite pour le puits de forage signalé par le triangle noir de la figure 8. Les deux graphes de gauche représentent les courbes obtenues après

extrapolation des flux de chaleur aux puits n'ayant pas fait l'objet d'une calibration spécifique (6 puits de calibration). Les deux courbes de droite représentent les résultats de la calibration manuelle d'un expert en modélisation de bassin (40 puits de calibration). Les deux modèles, bien qu'ayant des conditions thermiques différentes, représentent aussi bien les données de puits alors même que ce dernier n'est pas utilisé dans la procédure de calibration automatique. ....	21
Figure 11 : Évolution de la production primaire de matière organique en fonction de la profondeur. La loi empirique est calée sur des mesures dans les océans actuels (Martin et al., 1987).....	25
Figure 12 : Efficacité de la préservation liée à l'enfouissement en fonction du taux de sédimentation, pour différents niveaux d'oxygénation variant d'un milieu très oxygéné (bleu) à un milieu anoxique (rouge). Chauveau et al. (2014).....	26
Figure 13 : Évolution de l'indice d'oxygénation du fond de l'eau en fonction de la bathymétrie, pour des productions primaires en matière organique variant de 50 à 400 gC/m <sup>2</sup> /an (Chauveau et al., in prep.). On voit clairement apparaître l'effet de la productivité primaire sur le niveau d'oxygénation global : plus elle est élevée et plus le fond marin est appauvri en oxygène. Pour une valeur de production primaire fixée, le niveau d'oxygénation atteint un minimum autour de 200m de bathymétrie avant de remonter progressivement du fait des courants marins de fond. Chauveau et al. (2014) .....	27
Figure 14 : Vue schématique de la procédure d'inversion. Elle débute par une première simulation du potentiel pétrolier (TOC <sub>0</sub> et HI <sub>0</sub> ) sur la base d'une part du modèle géologique (bathymétrie et vitesse de sédimentation) considéré comme fixe et, d'autre part, des conditions biologiques (PP <sub>0</sub> ) et chimiques (Ox <sub>0</sub> ) considérées dans notre approche comme des paramètres à optimiser. La valeur simulée de HI <sub>0</sub> est utilisée dans l'équation du bilan carbone sur la base des mesures sur l'état actuel de la roche-mère (TOC <sub>PD</sub> et HI <sub>PD</sub> ). L'écart entre les deux valeurs de TOC <sub>0</sub> est ensuite utilisé comme critère de convergence de la boucle d'optimisation vers le couple (PP <sub>0</sub> , Ox <sub>0</sub> ) qui rend l'ensemble cohérent. Modifié de Ducros et Chauveau (2015). ....	30
Figure 15: Vue en coupe Ouest-Est du bassin ouest canadien (modifié de Ducros et al., 2017) .....	31
Figure 16 : Position de la zone étudiée (Crombez et al., 2016).....	32
Figure 17: Carte de bathymétrie au moment du dépôt de l'intervalle considéré sur l'ensemble du bassin (m). Les valeurs positives correspondent à des hauteurs de colonne d'eau. La carte a été filtrée de sorte de ne présenter les bathymétries que dans le domaine marin (modifiée à partir de Crombez, 2016a).....	33
Figure 18: Carte de vitesse de sédimentation sur l'ensemble du bassin (m/Ma) (modifiée à partir de Crombez, 2016a). La carte a été filtrée de sorte de ne présenter les vitesses de sédimentation que dans le domaine marin. (modifiée à partir de Crombez, 2016a).....	34
Figure 19: TOC <sub>0</sub> simulé (% massique). La zone en blanc correspond à la partie du bassin située en domaine continental et pour laquelle il n'y a donc pas de dépôt de matière organique marine. Les axes correspondent aux indices des mailles (I en vertical et J en horizontal). ....	35
Figure 20: HI <sub>0</sub> simulé (mg d'hydrocarbures /g de carbone). La zone en blanc correspond à la partie du bassin située en domaine continental, pour laquelle il n'y a donc pas de dépôt de matière organique marine. Les axes correspondent aux indices des mailles (I en vertical et J en horizontal).....	36
Figure 21 : Exemple de modèle approché où les réponses sont déterminées à partir de 3 composantes. Une surface de réponse (ou proxy) relie les valeurs des paramètres $\alpha k$ aux valeurs des paramètres incertains $\theta$ (Gervais et al., 2016). ....	42
Figure 22 : Bathymétrie initiale du modèle synthétique du Golfe du Mexique. Le modèle a une résolution de 20kmx20km sur un domaine de 1000km x 1000km (Burgess et al., 2006). Le modèle décrit une zone de plateau continental suivie de fortes pentes jusqu'au bassin profond et un bassin présentant quelques reliefs reliés au plateau continental par des canyons sous-marins. Les apports sédimentaires proviennent de la marge nord-ouest, alimentée par le Mississippi.....	44

Figure 23 : Moyenne (haut), moyenne en échelle log (centre) et écart-type (bas), déterminés sur l'échantillon de 50 simulations de contrôle, pour l'épaisseur de sédiments (à gauche) et la proportion de sable (à droite) après 0,4 et 3Ma. Les cellules en gris correspondent à des zones sans dépôt sédimentaire..... 47

Figure 24 : Valeurs de Q2 calculées pour les ensembles d'apprentissage de 30, 60, 90 et 120 simulations pour les épaisseurs de sédiments et la proportion de sable. .... 48

Figure 25 : Proportions de sable simulées par DionisosFlow (à gauche) et prévues par le méta-modèle après 0.4 millions d'années pour les ensembles d'apprentissage de 30 simulations (au milieu) et 120 simulations (à droite)..... 49

Figure 26 : Effets totaux des paramètres les plus influents sur la variance des résultats d'intérêt..... 49

Figure 27 : Illustration de la méthode d'analyse des risques exploration dans un « play » pétrolier par CRS mapping. Une analyse régionale des risques est effectuée sur chacun des éléments du système pétrolier. Elles sont combinées dans une carte globale des risques (Composite Common Risk Segment Map). Le niveau de risque est représenté par un code couleur, du rouge (risque élevé) au vert (risque faible). .... 53

Figure 28 : Carte des probabilités de présence d'un réservoir estimée à partir d'un échantillon de 20000 valeurs des méta-modèles obtenus dans la section précédente : À gauche, probabilités que le play ait une épaisseur > 300m ; au milieu, probabilités que le play ait une teneur en sable > 25% (haut) ou 40% (bas) ; à droite, probabilités combinées que le play ait à la fois une épaisseur > 300m et une teneur en sable > 25% (haut) ou 40% (bas). Trois puits fictifs A, B et C ont été positionnés (image en haut à droite) afin de discuter plus en détails ces différents cas de figure..... 55

Figure 29 : Distribution des valeurs des paramètres incertains permettant de vérifier les critères de définition d'un réservoir (épaisseur > 300m et proportion de sable > 25%) pour le puits fictif A. Les distributions uniformes des variations eustatiques, des rapports de coefficients de diffusion entre domaines marin et continental et du taux de subsidence montrent leur faible effet sur la présence d'un réservoir. À cet endroit de la marge du delta, la présence de réservoirs est principalement associée à de forts apports sédimentaires et une forte proportion de sable. Elle est également préférentiellement reliée à de faibles flux d'eau, un transport faible des sédiments et notamment des argiles. .... 56

Figure 30 : Distribution des valeurs des paramètres incertains permettant de vérifier les critères de définition d'un réservoir (épaisseur > 300m et proportion de sable > 25%) pour le puits fictif B. Les distributions uniformes des variations eustatiques, des flux d'eau, du taux de subsidence et du transport des sédiments de manière globale montrent leur faible effet sur la présence d'un réservoir. Dans le canyon, la présence de réservoirs semble uniquement contrôlée par la proportion de sable dans les apports sédimentaires..... 57

Figure 31 : Distribution des valeurs des paramètres incertains permettant de vérifier les critères de définition d'un réservoir (épaisseur > 300m et proportion de sable > 25%) à l'endroit du puits fictif C. Comme pour les abords du delta (figure 29), les distributions uniformes obtenues pour les variations eustatiques, les rapports de coefficients de diffusion entre domaines marin et continental et entre sable et argile ainsi que le taux de subsidence montrent leur faible effet sur la présence d'un réservoir. Dans cette zone du bassin profond, la présence de réservoirs est préférentiellement associée à de forts apports sédimentaires et une forte proportion de sable. Contrairement au delta, elle est également préférentiellement reliée à de forts flux d'eau et un coefficient de transport de référence élevé..... 58

Figure 32 : Surface de réponse de la fonction coût pour la cinétique de transformation de la roche mère représentée en fonction des valeurs de A et de E. Plus la valeur est élevée et plus il y a de différence entre les simulations de transformation de la matière organique et les valeurs mesurées..... 60

Figure 33 : Localisation du modèle du bassin du Levant pour l'estimation de la maturité de la roche-mère du Campanien (modifié de Hawie et al., 2013)..... 61

Figure 34 : (a) Carte de la variance de la réponse taux de transformation sur l'ensemble des 15 simulations, (b) Critère de qualité Q2(troncature) sur l'échantillon ayant servi à construire les modèles, (c) Critère de qualité Q2(confirmation) sur les simulations de confirmation. On voit nettement

apparaître des zones de variance nulle correspondant à des zones toujours matures (100% de transformation) dans le bassin profond à l'ouest ou à des zones toujours immatures (0% de transformation) peu enfouies dans la partie continentale à l'est..... 62

Figure 35 : Carte de la moyenne de la réponse sur l'ensemble des 15 simulations. .... 62

Figure 36 : Carte des percentiles P10 (gauche), P50 (centre) et P90 (droite) du taux de transformation estimée à partir du méta-modèle déterminé avec le lot de 15 simulations. La zone étudiée fait 315km x 315km. Le fait que même dans le cas le plus favorable la transformation de la partie côtière de la zone continentale à l'est du bassin soit nulle indique que l'incertitude sur la cinétique de transformation de la matière organique n'a aucun effet sur l'évaluation du niveau de maturité de la roche-mère dans cette zone. Il en est de même dans le bassin profond où même dans le cas le plus défavorable la transformation est complète. En revanche la cinétique va avoir un effet sur l'âge auquel la roche-mère génère les hydrocarbures, ce qui peut modifier l'analyse du système pétrolier ..... 63

# Liste des tableaux

---

Tableau 1 : Tableau récapitulatif des propriétés du modèle de lithosphère proposé par défaut dans TemisFlow.....	9
Tableau 2 : Découpage stratigraphique utilisé dans le modèle numérique. Seules les deux érosions susceptibles d’avoir des effets importants sur le système pétrolier (érosion hercynienne et érosion alpine) ont été intégrées au modèle. ....	13
Tableau 3 : Comparaison de la qualité de la prévision fournie par la nouvelle méthode de calibration thermique à celle du modèle de référence et à celle du modèle obtenu par calibration manuelle sur le même nombre de puits. Seuls 6 puits ont effectivement fait l’objet d’une calibration dans le test contre 40 dans le cas du modèle de référence. Si on compare la qualité de la prévision avec le même modèle n’utilisant que 6 puits de calibration, on constate que la nouvelle méthode améliore la prévision.....	20
Tableau 4 : Position relative des puits de forage et mesures de potentiel pétrolier.....	33
Tableau 5 : Tableau récapitulatif des potentiels pétroliers simulés, calculés et mesurés .....	34
Tableau 6 : Comparaison des $TOC_0$ et $HI_0$ simulés obtenus avec 7 puits et des moyennes des $TOC_0$ et $HI_0$ prédits sur la base de 6 puits.....	36
Tableau 7 : Comparaison entre le $TOC_0$ et $HI_0$ simulés avec 7 puits et ceux simulés avec 1 ou 2 puits .....	37
Tableau 8 : Ensemble des 9 paramètres incertains utilisés dans l’étude avec leurs intervalles de variation. Les incertitudes ont été choisies pour être représentatives des trois grands processus mis en jeu dans un modèle stratigraphique : l’apport de sédiments, leur transport et la dynamique de l’espace disponible pour leur dépôt.....	45
Tableau 9 : Indicateurs de la qualité de la surface de réponse .....	60
Tableau 10 : Part de variance expliquée en fonction du nombre de composantes retenues.....	61





# Introduction

---

L'histoire de l'exploration pétrolière est une course vers la découverte de ressources de plus en plus complexes à mettre en évidence et à exploiter. Elle a débuté par la recherche des suintements de pétrole en surface, puis par la recherche de pièges structuraux basée presque exclusivement sur des connaissances géologiques (ex : anticlinaux) avant de s'attacher à mieux comprendre le fonctionnement des systèmes pétroliers, permettant l'accès à des ressources de moins en moins évidentes. La compréhension des processus naturels s'est continuellement améliorée, permettant la mise au point de méthodes d'exploration chaque fois plus avancées. A cet effet, le recours à la simulation numérique pour étudier la formation et l'évolution des bassins sédimentaires a été toujours plus nécessaire et systématique.

Les accumulations d'hydrocarbures dans les réservoirs pétroliers sont le résultat d'un ensemble complexe de processus se produisant à des échelles de plusieurs dizaines de millions d'années et de plusieurs centaines de kilomètres carrés. L'étude de ces processus fait intervenir de nombreuses disciplines : l'étude du transport et du dépôt des roches sédimentaires, du dépôt et de la préservation de la matière organique dans les roches sédimentaires, de la transformation biologique et thermique de cette matière organique en hydrocarbures, des propriétés petro-mécaniques des roches, de l'évolution structurale et géodynamique du bassin, de l'écoulement des fluides pétroliers dans les réseaux poreux rocheux saturés en eau, des phénomènes d'altération mécanique et chimique des roches jusqu'à l'étude de l'altération des fluides pétroliers dans les réservoirs.

Dans ce contexte la modélisation de bassin, un outil de modélisation numérique de ce que l'on a commencé à appeler les « systèmes pétroliers », a vu le jour dans les années 80 (ex : Welte et Yüklér, 1981 ; Chenet *et al.*, 1983 ; Durand *et al.*, 1984 ; Bethke, 1985 ; Doligez *et al.*, 1986) comme aide à la compréhension de ces systèmes complexes. Elle vise l'étude déterministe, dynamique et quantitative des phénomènes permettant de décrire spatialement et temporellement l'évolution d'un bassin sédimentaire. Il s'agit ainsi de proposer un outil de simulation prédictif capable d'intégrer au mieux les concepts et permettant l'étude et la compréhension des systèmes pétroliers.

Les premiers outils de modélisation de bassin ont permis d'examiner et de fixer des cadres numériques (éléments finis ou volumes finis, système eulérien ou lagrangien...) adaptés aux problématiques d'échelles de temps et d'espace ainsi qu'aux processus en jeu. Ils ont également permis de définir les problématiques physiques et géologiques de base, telles que l'utilisation de lois de compaction mécanique lors de l'enfouissement des couches sédimentaires, la résolution des équations de la chaleur, la prise en compte des comportements hydromécaniques des roches ou l'intégration de lois de génération et de migration des hydrocarbures (ex : Hermanrud, 1993 ; Burrus, 1997). À mesure que les connaissances progressaient et que de nouveaux mécanismes étaient formalisés, ceux-ci ont été intégrés dans les modèles de bassin (ex : biodégradation des huiles, Larter *et al.*, 2003 ; Blumenstein *et al.*, 2008 ; Ducros *et al.*, 2016 ; génération de méthane biogénique, Middleburg, 1989 ; Burdige, 2011 ; Arndt *et al.*, 2013 ; Ducros et Wolf, 2014 ; cinétiques compositionnelles de génération du pétrole, Béhar *et al.*, 2008).

La modélisation de bassin apparaît donc comme un outil fondamentalement multidisciplinaire, faisant intervenir de nombreux domaines techniques avec notamment des concepts de mathématiques appliquées, de géologie, de mécanique des roches, de chimie, de biologie, de géophysique ou encore de thermodynamique. Elle a fait ses preuves à la fois pour améliorer la compréhension des phénomènes à l'origine des champs pétroliers connus, pour identifier les cibles dans les systèmes pétroliers des bassins frontières ou pour identifier des champs satellites dans des bassins matures. Elle apporte notamment des informations essentielles là où la complexité des interactions entre les différents phénomènes mis en jeu est importante (ex : Burrus, 1997 ; Ducros *et al.*, 2016). C'est donc en partie l'augmentation de la

complexité des connaissances géologiques requises pour déterminer et réduire les facteurs géologiques des risques liés à l'exploration pétrolière qui ont conduit à la création et à la diffusion des outils de modélisation de bassin.

Un objectif essentiel de l'explorateur pétrolier réside dans l'estimation du risque exploratoire ou de la probabilité de découverte d'une accumulation commercialement exploitable. À cet effet, la modélisation numérique de bassin paraît idéale car elle permet de générer facilement de multiples scénarios, d'en analyser les différences et d'en calculer des probabilités associées. Dans les faits, les explorateurs se satisfont fréquemment d'une unique simulation car ces dernières peuvent être longues (plusieurs heures) et l'interprétation d'une multitude de scénarios différents, nécessaire à une appréhension quantitative des risques et des probabilités de succès, peut paraître complexe sans outil d'analyse dédié. Les analyses de risque, par exemple, sont ainsi encore majoritairement réalisées via des tests de scénarios « enveloppes ».

Les travaux présentés dans ce document s'inscrivent dans la dynamique actuelle visant à rendre plus accessible la modélisation de bassin tout en accentuant son rôle d'outil de prévision des phénomènes, de quantification des risques d'exploration et d'intégration de données multidisciplinaires.

Au premier chapitre, deux nouvelles méthodes visant à l'amélioration de la détermination de deux aspects clés des systèmes pétroliers, **le champ de température au cours de l'histoire du bassin sédimentaire et la distribution régionale de la matière organique**, sont présentées. Les approches visent à réaliser ces estimations en exploitant au mieux les informations géologiques disponibles. Ces dernières sont parfois sous exploitées du fait de la difficulté à les intégrer dans une démarche de calibration aux observables (ex : information lithosphérique lors de la détermination des champs de température) ou parce qu'elles s'appuient sur des concepts avancés, éloignés des domaines de compétences des modélisateurs de bassin (ex : détermination de la distribution régionale de la matière organique). Les deux méthodes reposent également sur la modélisation inverse, qui assure une cohérence avec les observables.

La première étude présente une nouvelle méthode améliorant la capacité prédictive des simulations des champs de températures dans les bassins sédimentaires. Cette méthode s'appuie sur l'évolution géodynamique du bassin sédimentaire au cours des temps géologiques. Elle utilise les avancées en optimisation et prend en compte la culture technique des explorateurs pétroliers et leurs habitudes de travail afin de fournir une méthodologie associant connaissance géologique, pragmatisme de modélisation et robustesse de l'optimisation. **La méthode est appliquée au bassin de Berkine, en Algérie, afin de tester, mettre au point et valider cette approche.**

La deuxième étude présente une méthode de détermination de la distribution de la matière organique dans les roches-mères marines en intégrant des concepts de géologie, de géochimie et de biologie. Elle s'appuie sur les travaux sur la sédimentation de la matière organique depuis la production primaire de matière organique en domaine marin, sa dégradation dans la colonne d'eau et son enfouissement précoce dans les sédiments (phénomènes de dégradation et de dilution). Le couplage de ces concepts aux informations géologiques régionales (cartes d'épaisseur et de bathymétrie) et aux informations géochimiques locales (données de puits) a permis la mise au point d'un outil de détermination performant d'estimation de la distribution régionale de la matière organique. **La méthodologie est illustrée avec le cas de la roche-mère triasique de la formation Montney, dans le bassin Ouest Canadien**, qui fait l'objet d'un fort intérêt exploratoire depuis le boom des ressources non conventionnelles en Amérique du Nord.

Le deuxième chapitre présente une **méthode d'exploitation des résultats de modélisation de bassin pour l'analyse de sensibilité et de risques sous forme de cartes**. La démarche consiste à faciliter à la fois la prise en compte des incertitudes en modélisation de bassin et l'interprétation géologique qui peut en être faite. Les résultats, à l'instar de l'information géologique, sont présentés sous la forme de cartes

afin de faciliter les analyses de risques des systèmes pétroliers. Plusieurs études viennent illustrer cette nouvelle approche de prise en compte des incertitudes pour l'analyse des risques en exploration pétrolière.

L'analyse de risque, basée sur des méthodes classiques de type Monte-Carlo, nécessite un grand nombre de simulations. Lorsque celles-ci sont longues, l'utilisation opérationnelle directe de ces méthodes n'est plus envisageable. Une méthode faisant appel à la construction d'un modèle analytique (méta-modèle) des résultats fonctionnels d'un simulateur (cartes, courbes...) dans un espace de variation des paramètres d'entrée à partir d'un nombre réduit de simulations a été mise au point. Le méta-modèle obtenu est ensuite utilisable pour mettre en œuvre des méthodes de Monte-Carlo pour les analyses de sensibilité et de risque. La première partie du chapitre présente la méthode de construction de ces méta-modèles et illustre l'**analyse de sensibilité régionale** (sur cartes) à laquelle elle donne accès **sur un cas synthétique du golfe du Mexique**.

La deuxième partie du chapitre est consacrée à deux exemples d'utilisation de ces méta-modèles particuliers pour la prise en compte des risques en exploration. Deux études illustrent l'approche : une **étude de la probabilité de présence d'un réservoir** dans un « play » du modèle synthétique du Golfe du Mexique et une **analyse du risque sur la maturité de la roche-mère du Campanien du bassin du Levant**. Ce dernier est un bassin encore relativement mal connu qui fait actuellement l'objet d'un intense effort d'exploration de la part des compagnies pétrolières et pour lequel il existe de fortes incertitudes sur une partie profonde du système pétrolier.

Les travaux présentés résultent d'efforts de recherche menés au cours de ces dix dernières années. Les connaissances, l'expérience personnelle et les techniques ayant continué à progresser tout au long de cette période, de nombreuses pistes d'amélioration et de nouveaux projets de recherche en lien avec ces travaux sont décrits et synthétisés dans une dernière partie de conclusion et de perspectives.



# 1 Nouveaux outils pour la construction de modèles de bassins

---

De nombreuses difficultés sont rencontrées dans la mise en œuvre des méthodes et des outils de simulation des bassins sédimentaires. Tout d'abord, du fait du caractère intrinsèquement multidisciplinaire de la modélisation de bassin, ceux qui la pratiquent ont souvent quelques connaissances en mathématiques appliquées, en géologie, en mécanique, en chimie, en biologie, en géophysique ou encore en thermodynamique. Toutefois ils ne sont guère spécialistes que d'une d'entre elles tout au plus. Par ailleurs, les échelles de temps et d'espace de simulation sont particulièrement grandes en comparaison de la taille des objets mesurés (échantillons de roche, puits...) et des durées d'études expérimentales. Ces écarts imposent des changements d'échelles importants dans la description des phénomènes, dans leur application et dans l'interprétation des résultats. Enfin, le temps disponible pour la réalisation des études des bassins sédimentaires est souvent compté. Ce contexte oblige donc à adopter des approches pragmatiques qui peuvent alors vite être critiquées par des spécialistes d'une discipline spécifique.

Waples (1992a, b) et Burrus (1997) donnent un très bon aperçu des méthodes mises en œuvre par les modélisateurs de bassins pour l'analyse thermique des systèmes pétroliers. Ils décrivent précisément des approches pragmatiques fréquemment mises en œuvre par les géologues afin de prendre en compte les données et afin de les interpréter en lien avec les phénomènes thermiques. Ils illustrent de quelle manière sont construits et testés les différents scénarios géologiques dans les modélisations numériques. Ils explicitent la construction des hypothèses, leur façon d'analyser les résultats et de les accepter ou de les rejeter en fonction de leur cohérence avec les hypothèses initiales. Un des enseignements de l'expérience de ces modélisateurs de bassin est que la cohérence du modèle numérique avec le concept géologique est très importante. Il est ainsi préférable de bien prendre en compte les phénomènes au premier ordre plutôt que de rechercher une précision illusoire. Forcer les modèles à reproduire très précisément des données locales peut en effet être contreproductif pour l'objectif initial d'exploration du bassin sédimentaire.

Les outils de modélisation de bassin sont conçus pour construire des modèles géologiques et réaliser les simulations numériques associées. Toutefois des lacunes peuvent être observées dans l'accompagnement du modélisateur dans la mise en cohérence du modèle géologique avec les données numériques utilisées (ex : évolution géodynamique et modèle thermique du bassin sédimentaire). Ils requièrent souvent une organisation et une discipline personnelle importante pour assurer la cohérence d'éléments aussi divers que la géochimie de la roche-mère, l'analyse sédimento-stratigraphique, les propriétés mécaniques des roches, la géodynamique du bassin et son histoire thermique. Ce défi est encore plus grand lorsqu'il s'agit, en plus, de reproduire des données observées (ex : températures, pression dans les forages).

Cette première partie présente deux nouvelles méthodes visant à y apporter des solutions. Elles visent à aider les modélisateurs de bassin dans leur construction de modèle cohérents avec l'ensemble des données et avec les interprétations géologiques à leur disposition. Elles proposent ainsi des approches nouvelles pour mieux prévoir deux aspects clés de la modélisation de bassin : l'histoire thermique du bassin et la distribution de la richesse en matière organique dans les roches-mères qui le composent.

# 1.1 Calibration thermique des modèles de bassin

## 1.1.1 Contexte

La modélisation de bassin prend en compte la dynamique des processus interdépendants d'un système pétrolier afin d'estimer la quantité, la qualité et la localisation des accumulations de pétrole dans les bassins sédimentaires. Dans ce contexte, la détermination, à l'échelle du bassin, de l'évolution du champ de température au cours de son histoire géologique revêt une importance capitale. En effet, les travaux menés à partir du milieu du 20<sup>ème</sup> siècle ont démontré (ex : McNab *et al.*, 1952 ; Pitt, 1961 ; Hoering et Abelson, 1963 ; Kartsev *et al.*, 1959 ; Philippi, 1965) puis raffiné (ex : Louis et Tissot, 1967 ; Ungerer *et al.*, 1986 ; Béhar *et al.*, 2008) la compréhension de l'influence du temps et de la température dans les processus de transformation de la matière organique en pétrole (se référer à Burrus, 1997 ou à Ducros, 2014, pour une synthèse de ces travaux). Leurs résultats ont permis de comprendre précisément de quelle manière ces deux variables contrôlent à la fois les masses d'hydrocarbure générées, leur qualité ainsi que la chronologie des événements de génération et de migration des hydrocarbures.

Avant l'émergence de la modélisation de bassin, l'histoire thermique d'un bassin était décrite à partir d'hypothèses simples, notamment via l'utilisation de gradients géothermiques constants dans le temps. Cette approche suppose l'absence de processus de convection ou d'éléments radioactifs et néglige tous les aspects de la dynamique des bassins sédimentaires (ex : rifts, sédimentation ou érosion rapide, tectonique...). La modélisation de bassin permet aux explorateurs d'utiliser ces informations afin de mieux contraindre l'histoire du champ de température et de lever les limitations liées à l'utilisation des gradients géothermiques. D'une part, elle permet l'utilisation de paléo-thermomètres tels que la réflectance de la vitrinite (ex : Burnham et Sweeney, 1989) ou les traces de fission de l'apatite, pour lesquels furent mis au point des modèles de leur évolution en fonction du temps et de la température. D'autre part, elle donne accès à la résolution de l'équation de la chaleur en temps et en espace, rendant possible l'estimation d'une évolution de la température plus réaliste. Il devient alors possible de tenir compte des variations (spatiales et temporelles) de température à la surface de la pile sédimentaire, des variations de flux de chaleur ou de température à la base du bassin sédimentaire et des propriétés thermiques des roches et de l'eau (compaction de la roche, conductivité thermique, capacité calorifique...). Elle permet enfin d'inclure des effets importants de la dynamique sédimentaire (érosions et sédimentation) et de la tectonique (rifts, fluage du sel...).

Dans la pratique les mesures, dans les puits, de température et de quelques paléo-thermomètres (réflectance de la vitrinite, traces de fission...) sont utilisées pour contraindre les paramètres thermiques des modèles de bassin. L'approche la plus fréquente repose sur l'utilisation d'un flux de chaleur à la base de la pile sédimentaire. La méthode consiste alors généralement, dans un premier temps, à supposer le flux de chaleur constant au cours du temps et à caler les températures observées aux puits. Dans un deuxième temps, les flux de chaleur passés sont ajustés, si besoin, à partir des paléo-thermomètres disponibles. Enfin, les flux de chaleurs sont interpolés spatialement à partir des valeurs aux puits de calibration afin d'obtenir des cartes de flux de chaleur au cours du temps. Cette approche fait donc l'impasse sur la modélisation explicite des variations de flux de chaleur liées à l'évolution de la lithosphère. De plus, elle néglige les effets de rétroaction de la sédimentation, du fluage du sel et de l'érosion (ex : Lucazeau et Le Douaran, 1985 ; Wangen, 1995 ; Van Wees *et al.*, 2009). Il en résulte souvent des modèles pour lesquels les paramètres numériques de simulation, c'est à dire les flux de chaleur à la base du modèle, ne sont pas nécessairement cohérents avec la dynamique globale du bassin sédimentaire.

Certains auteurs se sont intéressés à la dynamique des bassins sédimentaires et à ses conséquences sur les flux de chaleur à l'interface croûte – sédiments. Un résultat important fut apporté par McKenzie

(1978) qui formalisa les équations décrivant la variation du flux de chaleur au cours du temps à la base des sédiments consécutive à un amincissement de la croûte dans les périodes de rift. Toutefois, ces travaux se basent sur des hypothèses fortes (amincissement instantané de la croûte, non prise en compte de la perte des éléments radioactifs et absence de remplissage sédimentaire) afin de permettre un calcul analytique du flux de chaleur résultant. Ces hypothèses négligent ainsi des phénomènes, tels que les effets transitoires liés à la sédimentation ou la relaxation thermique de la lithosphère, ayant des effets importants sur les champs de température dans les bassins sédimentaires (Lucazeau et Le Douaran, 1985 ; Wangen, 1995 ; Burrus, 1997). D'autres chercheurs ont mis au point des modèles de reconstruction de l'évolution de la lithosphère sur la base du concept d'isostasie (modèles d'Airy ou de Pratt), c'est-à-dire d'un équilibre lithostatique des enveloppes superficielles de la terre (ex : Watts, 2001 ; Kooi *et al.*, 1992 ; Kusznir et Ziegler, 1992). Ces modèles fournissent des reconstructions, au cours du temps, de la géométrie de la lithosphère mais sans faire de lien avec un modèle de calcul de la thermicité.

Certains outils de modélisation de bassin (ex : TemisFlow, outil de modélisation de systèmes pétroliers développé par IFPEN) permettent d'inclure, en plus du modèle sédimentaire, l'évolution de la lithosphère dans la modélisation du bassin sédimentaire. On sait par ailleurs que la base de la lithosphère correspond à une modification importante des propriétés du manteau et à une température d'environ 1330°C. Il est alors possible de modéliser explicitement et de manière conjointe, l'évolution de la thermicité d'un bassin en intégrant les évolutions des dépôts sédimentaires et de la lithosphère sous-jacente. L'évolution de la géométrie de la lithosphère et de ses propriétés est alors une donnée d'entrée de la simulation thermique. Cette approche est nettement préférable à l'utilisation de flux de chaleurs à la base de la pile sédimentaire, car l'histoire géologique du bassin est alors plus correctement prise en compte. En revanche la calibration aux données de puits par essai-erreur est potentiellement plus complexe car elle nécessite la modification du modèle géologique lui-même (c'est-à-dire l'évolution de la géométrie de la lithosphère ou de ses propriétés) plutôt que des valeurs numériques décorréliées d'une quelconque cause géologique.

Dès les débuts de la modélisation de bassin, des chercheurs se sont intéressés à la mise au point de modèles inverses, notamment pour la modélisation de la thermicité des bassins (ex : Lerche, 1988 ; 1989 ; 1993). Ces premières approches ont principalement formalisé et systématisé des modèles inverses incluant l'ensemble des paramètres d'entrée du modèle de bassin (soit plusieurs dizaines de paramètres). Ces travaux, très théoriques, n'ont pas trouvé écho dans les analyses pratiques des systèmes pétroliers pour lesquelles des paramètres clés, en nombre restreint et dont les effets sont facilement interprétables, sont utilisés pour calibrer efficacement les modèles par essai-erreur (ex : Waples, 1992a, b).

Afin de se rapprocher de ces méthodes pratiques de calibration des modèles thermiques, Gallagher (1998) a proposé une approche de calibration de l'historique de flux de chaleur qui vise à obtenir l'historique le plus simple compatible avec les données disponibles. Toutefois cette approche reste monodimensionnelle, ce qui ne permet pas de garantir de cohérence spatiale à l'échelle du bassin. Elle ne résout pas non plus les limitations liées à l'utilisation de flux de chaleur.

La mise au point des modèles tectono-stratigraphiques (ex : Rüpke *et al.*, 2008 ; Kooi *et al.*, 1992), cinématiques ou thermo-mécaniques (ex : McKenzie, 1978, Vejbaek, 1989 ; Cloething *et al.*, 1995 ; Van Wees et Beekman, 2000), qui apportent des informations précieuses à la construction de modèles de bassin incluant la modélisation de la lithosphère, aurait pu laisser penser que la calibration thermique des modèles de bassin deviendrait immédiate et implicite. Cela n'a toutefois pas été le cas pour deux raisons principales : ces modèles restent cantonnés à des applications en 1D ou en 2D ou ne proposent pas de couplage à des outils de modélisation de bassin. Van Wees *et al.* (2009) ont, par exemple, proposé d'ajouter l'information géologique et géodynamique dans une procédure d'inversion en intégrant un modèle d'isostasie locale et en considérant un nombre réduit de paramètres à inverser. L'approche suivie

est basée sur des modèles 1D indépendants, construits aux endroits où des observables sont disponibles. Elle intègre donc bien l'ensemble de l'information géologique locale mais n'assure pas la cohérence géologique régionale des résultats car les extrapolations des résultats de calibration au reste du bassin ne reposent pas sur l'information géologique contenue dans le modèle. L'approche la plus aboutie semble celle de Rüpke *et al.* (2008). Ces auteurs couplent un modèle thermique à un modèle tectono-stratigraphique en 2D. La modélisation inverse n'est toutefois effectuée que sur la position des sédiments (profondeur des différents horizons sédimentaires) et n'inclut pas les données thermiques aux puits. Le calage thermique du modèle ne fait ainsi pas directement partie de la procédure d'inversion qui continue à se faire par essai-erreur sur la base d'un modèle lithosphérique toutefois mieux contraint.

Afin d'exploiter au mieux les informations sur la dynamique du bassin et procédures de modélisation inverse décrites ci-dessus, une nouvelle méthode de calibration automatique de la température a été mise au point dans un outil de modélisation de bassin (Ducros, 2012). La méthode propose tout d'abord d'utiliser un modèle de bassin 3D complet décrivant l'évolution du bassin depuis le manteau supérieur jusqu'aux sédiments. Une première simulation de la thermicité du bassin est effectuée sur ce modèle. Les historiques de flux de chaleur aux droits des puits de forage obtenus par l'intermédiaire de ce premier modèle sont ajustés afin de reproduire les données disponibles par modélisation inverse. Enfin, les résultats de calibration sont extrapolés au reste du bassin sédimentaire sur la base de l'information géologique contenue dans le modèle numérique. L'idée essentielle de cette méthode concerne la façon d'utiliser l'information géologique régionale pour extrapoler les résultats de modélisation inverse aux puits de calibration. Elle vise ainsi à maximiser la qualité des prévisions de thermicité effectuées à l'échelle du bassin, tout en conservant une procédure suffisamment simple et acceptable par des modélisateurs. Cette méthode et l'idée d'utiliser les résultats bruts du modèle géologique initial pour extrapoler les résultats calibrés aux puits ont fait l'objet d'un brevet (Ducros, 2012).

## 1.1.2 Principes généraux de la calibration d'un modèle 3D de bassin

### Simulation avec modèle lithosphérique

Le modèle lithosphérique proposé par défaut dans TemisFlow, l'outil utilisé pour mettre en œuvre cette approche, est représentatif de propriétés moyennes de la lithosphère à l'échelle du globe. Il propose une croûte de 32km d'épaisseur (dont 20km de croûte supérieure) et situe la base de la lithosphère 125km sous les sédiments. Dans la croûte, la production radiogénique subit une forte décroissance en fonction de la profondeur modélisée avec la formule suivante (Lachenbruch, 1970) :

$$\text{Équation 1: } A(z) = A_0 \exp(-z/D)$$

où  $A$  est la production radiogénique fonction de la profondeur  $z$ ,  $A_0$  est la production radiogénique en surface et  $D$  est l'épaisseur caractéristique de décroissance de la production radiogénique. Les propriétés du modèle de lithosphère par défaut de TemisFlow sont résumées au tableau 1.

Le flux de chaleur à l'équilibre du modèle de lithosphère par défaut en l'absence de sédimentation est de 57mW/m<sup>2</sup> dont 29mW/m<sup>2</sup> sont issus de la production radiogénique dans la croûte. Ceci est cohérent avec les estimations du flux de chaleur à l'interface croûte-sédiments et à leur décomposition entre une contribution crustale et un flux mantellique de base (pour une synthèse de travaux sur les flux de chaleur se référer à Husson et Moretti, 2000, et aux articles cités).

En l'absence de tout processus de sédimentation et de production radiogénique dans la croûte (flux de chaleur purement conductif), si l'on fait l'hypothèse d'une température à la base du manteau de 1330°C et d'une température de surface de 15°C, le flux de chaleur à l'interface sédiments/croûte est de 28mW/m<sup>2</sup>, constant dans le temps. Ce dernier évolue de façon linéaire avec l'épaisseur de la croûte. Il descend ainsi à 14mW/m<sup>2</sup> dans le cas d'une croûte deux fois plus épaisse (64km de croûte et base du



manteau supérieur 157km sous les sédiments) et monte à 57mW/m<sup>2</sup> dans le cas d'une croûte deux fois plus fine (16km de croûte et base du manteau supérieur 109km sous les sédiments).

<b>Propriétés du modèle de lithosphère par défaut</b>			
	Croûte supérieure	Croûte inférieure	Manteau supérieur
Épaisseur	20 km	12 km	93 km
Conductivité thermique à 20°C	3 W/m/°C	2 W/m/°C	3 W/m/°C
Dépendance à la température	0,001 °C <sup>-1</sup>	0,001 °C <sup>-1</sup>	0 °C <sup>-1</sup>
Densité	2650 kg/m <sup>3</sup>	2950 kg/m <sup>3</sup>	3350 kg/m <sup>3</sup>
Capacité thermique massique	1150 J/Kg/°C	1030 J/Kg/°C	1200 J/Kg/°C
Production radiogénique	3E-6 W/m <sup>3</sup>	4,06E-7 W/m <sup>3</sup>	0 W/m <sup>3</sup>
Décroissance de la production radiogénique en fonction de la profondeur	10000 m	10000 m	-

Tableau 1 : Tableau récapitulatif des propriétés du modèle de lithosphère proposé par défaut dans TemisFlow.

La contribution radiogénique est fonction de l'épaisseur de la croûte. Il existe une décroissance de la production radiogénique en fonction de la profondeur (équation 1). Ainsi la contribution radiogénique au flux de chaleur total descend à 24mW/m<sup>2</sup> pour une croûte deux fois plus fine (16km) et monte à 30mW/m<sup>2</sup> pour une croûte deux fois plus épaisse (64km). La production radiogénique de la croûte dépend elle-même fortement du matériau qui la compose (par exemple le granite produit cent fois plus de chaleur que le basalte).

La modélisation montre également que dans un bassin en cours de sédimentation la dimension et les propriétés de la lithosphère, lorsqu'elles n'évoluent pas au cours du temps, n'ont pas d'effet notable sur les variations de flux de chaleur à la base de la pile sédimentaire. Ces variations sont donc uniquement liées aux processus sédimentaires eux-mêmes (taux de sédimentation, conductivité thermique des roches, érosion...).

Ces observations ne sont valables que lorsque l'épaisseur de la lithosphère est constante dans le temps. Lorsque se produit un rift deux phénomènes majeurs vont se combiner : une remontée du manteau supérieur suivie d'un rééquilibrage thermique progressif (relaxation thermique et retour des isothermes à leur position initiale) et un amincissement de la croûte avec pour conséquence majeure une diminution de la production de chaleur d'origine radiogénique. Les flux de chaleur à la base des sédiments vont donc être plus élevés dans les premiers temps du rift lors de la montée du manteau et des isothermes. La profondeur de remontée l'isotherme est contrôlée par l'intensité de l'amincissement (appelé Beta-factor) et par sa durée (du fait de la relaxation thermique). Une fois le système remis à l'équilibre, l'isotherme 1330°C retrouve sa position initiale. Le flux de chaleur à la base des sédiments est, lui, légèrement inférieur à sa valeur initiale du fait d'une croûte plus fine (moindre contribution radiogénique).

Il apparaît donc que dans un cas simple, sans rifting, une modification des paramètres décrivant la lithosphère (ex : production radiogénique, épaisseur de la croûte ou profondeur du manteau supérieur) conduit à une modification du flux de chaleur constante dans le temps. Les variations temporelles de flux de chaleur sont alors majoritairement liées à l'histoire sédimentaire du bassin. Cette observation

permet d'attribuer la valeur des flux de chaleur à la base du modèle sédimentaire (ou leur moyenne) à la définition du modèle lithosphérique, et à ses variations temporelles à l'histoire sédimentaire. Il devient ainsi possible de calibrer le modèle thermique par simple ajustement de la moyenne du flux de chaleur à la base des sédiments.

La première étape de la procédure proposée repose ainsi sur l'exploitation, dans TemisFlow, du modèle géologique 3D complet (lithosphère et sédiments) construit par le géologue. Lorsque ce dernier dispose d'un modèle de la lithosphère, il est intégré au modèle de bassin. Dans le cas contraire, le modèle de lithosphère par défaut, avec des propriétés et une géométrie constantes dans le temps, est utilisé. Dans cette démarche, les flux à l'interface sédiments-croûte ne sont plus imposés par l'utilisateur mais deviennent un résultat du modèle tenant compte des effets géologiques connus (sédimentation, érosion, distribution des propriétés thermiques...).

Une première simulation de l'évolution des champs de température dans le bassin est effectuée. Les flux de chaleur calculés à l'interface sédiments-croûte, et notamment leur évolution temporelle et spatiale, correspondent à la réponse thermique du bassin sédimentaire tel qu'il a été interprété par le modélisateur de bassin. Ils enregistrent ainsi toute l'information liée à l'histoire de la sédimentation (effet de « blanketing »), d'érosion, de variations latérales de conductivité thermique et à la géodynamique du bassin lorsqu'elle a été renseignée (rifts, subduction...). Ces informations temporelles et spatiales sont les données déterminantes du processus d'inversion et d'extrapolation décrit plus loin.

### **Inversion 1D aux puits**

Les principaux objectifs de la calibration aux données sont la robustesse (définie ici comme l'obtention d'une solution géologiquement acceptable et d'aussi bonne qualité que ce qu'un modélisateur aurait pu obtenir par essais-erreurs) et la performance (l'ensemble de la procédure doit requérir un temps de simulation au plus équivalent à une procédure par essais-erreurs). Il est également attendu de la méthode de calibration qu'elle fournisse des informations sur l'incertitude de calibration. La méthode d'optimisation choisie est ainsi une méthode bayésienne développée à IFPEN, déjà appliquée à des cas de modélisation de réservoir (Schaaf *et al.*, 2009).

Après une première simulation fournissant les variations de flux de chaleur liées à l'évolution sédimentaire du bassin, la procédure de calibration va principalement consister en un ajustement de la moyenne du flux de chaleur. Les modèles géologiques monodimensionnels et les historiques de flux de chaleur associés sont tout d'abord extraits des résultats obtenus au droit de chaque puits où l'on dispose de données thermiques (température ou réflectance de la vitrinite). La méthode vise à ajuster l'historique de flux tout en préservant la cohérence avec le modèle géologique. Afin de reproduire une modification de définition de la lithosphère, l'ajout d'une constante (positive ou négative) donne un premier paramètre d'ajustement de l'historique de flux de chaleur. Toutefois, pour donner un degré de liberté supplémentaire à la procédure d'optimisation qui doit pouvoir reproduire à la fois des données de températures actuelles et des données de réflectance de la vitrinite, on permet un deuxième type d'ajustement. Il correspond à une modification du flux de chaleur sur un intervalle de temps limité, qui mime grossièrement un événement géologique, affectant la lithosphère, non pris en compte dans le modèle (ex : rift).

Les événements lithosphériques mal contraints, avec des effets significatifs sur la maturité des roches-mères, sont souvent peu nombreux dans l'histoire d'un bassin sédimentaire. Le nombre d'ajustements locaux permis est donc arbitrairement limité à deux afin de limiter le nombre de paramètres à optimiser et ainsi assurer la robustesse et la performance de la méthode. L'évolution temporelle des flux de chaleur à la base d'une colonne de cellule (un puits) pour laquelle on dispose de données de calibration est donc estimée par la formule suivante :

$$\text{Équation 2 : } \Phi_i^*(x_i, y_i, t) = \Phi_i(x_i, y_i, t) + \Delta(x_i, y_i) + \delta_{i,1}(x_i, y_i, T_1) + \delta_{i,2}(x_i, y_i, T_2)$$

où  $\Phi_i$  est l'historique de flux de chaleur à la base des sédiments en un endroit  $(x_i, y_i)$  donné,  $\Delta$  la correction « globale » apportée à l'historique de flux de chaleur (pour corriger une surestimation ou une sous-estimation de l'épaisseur de croûte par exemple) et les  $\delta_i$  des corrections de flux de chaleur transitoires (surestimation ou sous-estimation d'un pic de flux de chaleur pendant un rifting par exemple) durant une période  $T$ . Les valeurs de  $\Delta$  et des  $\delta_i$  sont déduites par une procédure d'optimisation permettant d'obtenir l'historique corrigé de flux de chaleur  $\Phi_i^*$ . Une analyse de sensibilité est effectuée préalablement à la procédure d'optimisation, afin de ne conserver que les paramètres avec un effet significatif sur la calibration thermique du modèle.

Cette étape permet ainsi des ajustements des historiques de flux de chaleur aux puits qui préservent la cohérence avec le modèle géologique proposé par le modélisateur de bassin. Plus le scénario géologique fourni reflète la « véritable » histoire géologique et moins les ajustements issus de l'inversion sont conséquents. Ces derniers permettent de compenser les lacunes du modèle géologique, sans toutefois en déterminer l'origine.

### Estimation des cartes de flux de chaleur

Afin de construire un modèle prédictif de l'histoire thermique à l'échelle du bassin, à la suite de la modélisation inverse 1D, les résultats de l'inversion au niveau des puits sont utilisés conjointement aux cartes de flux de chaleur à la base des sédiments. Ces dernières sont extraites, pour chaque âge géologique, de la simulation 3D incluant le modèle lithosphérique. Peu d'études géostatistiques ont été effectuées sur les flux de chaleur dans les bassins sédimentaires. Dalla Rosa *et al.* (2012) ont effectué des tests pour déduire les cartes de flux de chaleur en couplant des informations de nature différente (données de flux de chaleur et carte de profondeur du bassin). Leurs résultats expérimentaux vont dans le même sens que des tests effectués en interne sur les portée des variogrammes. La procédure d'extrapolation sélectionnée dans notre approche est effectuée par co-krigeage co-localisé qui combine les informations locales aux puits de forage et les informations régionales de tendance contenue dans les cartes de flux de chaleur. La portée du variogramme choisie est de 100km et la corrélation est de 0,36 entre les deux variables. Les calculs sont effectués avec SGeMS, une boîte à outils géostatistiques développée par L'Université de Stanford (<http://sgems.sourceforge.net/old/index.html>).

## 1.1.3 Application au bassin de Berkine

### Contexte géologique

Le bassin intracratonique de Berkine (ou bassin de Ghadamès), situé dans la partie sud-ouest de l'Algérie, constitue une vaste dépression Paléozoïque de plus de 100 000 km<sup>2</sup>. Il est bordé à l'ouest par la dorsale d'Amguid et à l'est par le môle de Tihemboka. Au sud du bassin de Berkine se trouve le bassin d'Illizi dont il est séparé par le haut structural d'Ahara. L'Afrique du Nord constitue un ensemble stratigraphique homogène où les différents systèmes pétroliers sont principalement contrôlés par l'histoire tectonique de chacun des bassins régionaux. Les différents événements de déformation ayant eu lieu dans la région sont observables au travers des conséquences des différents soulèvements, discordances et érosions qui y sont associés (figure 1). Plusieurs découvertes pétrolières importantes ont été réalisées dans ce bassin et dans les bassins environnants, en faisant une province pétrolière de grande importance.

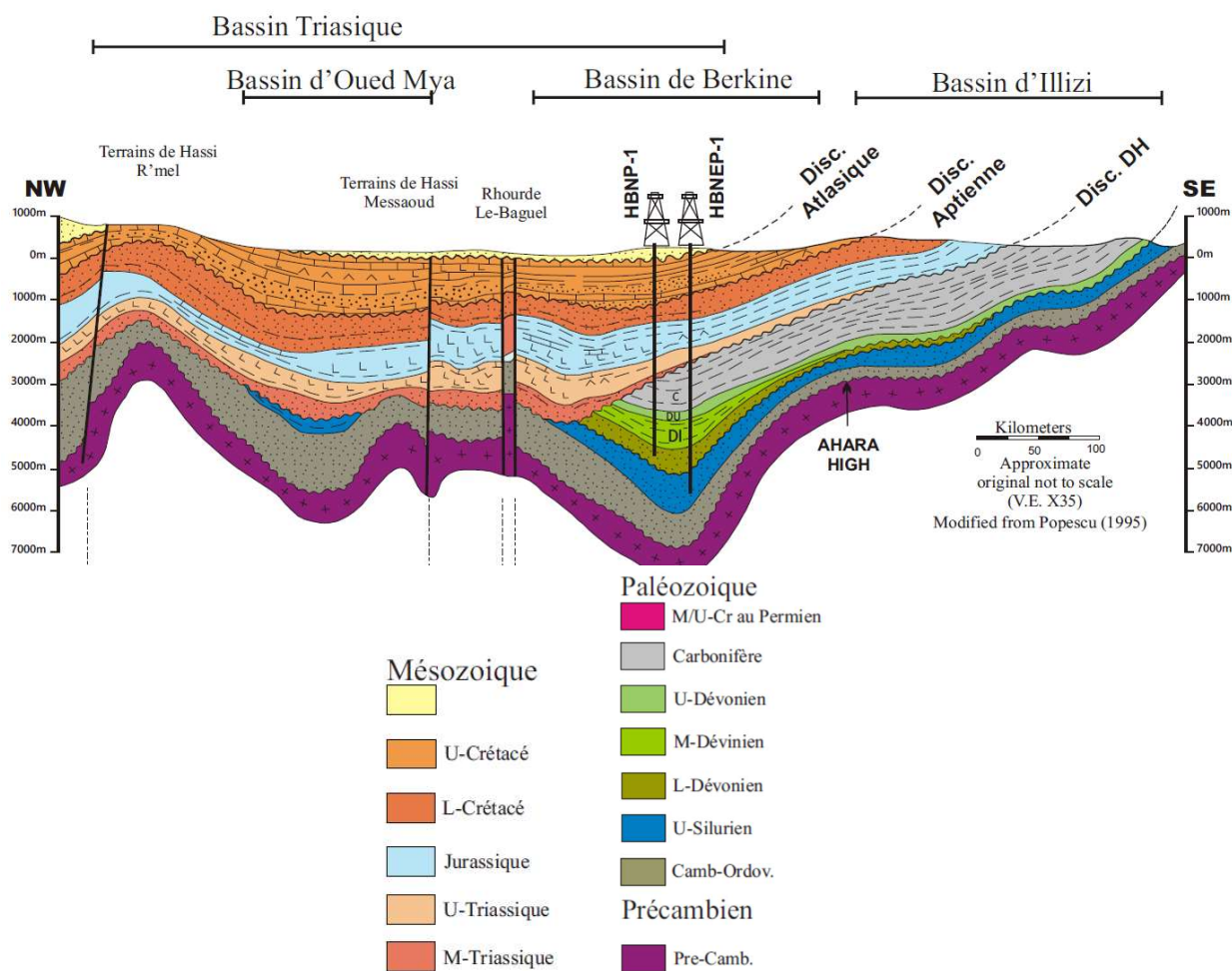


Figure 1 : Section géologique le long d'un transect nord-ouest sud-est du bassin de Berkine et des bassins voisins. Il présente les intervalles stratigraphiques majeurs pris en compte dans le modèle numérique. Modifiée de Popescu (1995), Galeazzi et al. (2010) et Ben Abdelkrim (2015).

Durant le Phanérozoïque le bassin de Berkine est marqué par des phases tectoniques multiples (Aliev *et al.*, 1971; Peterson, 1985; Boudjema, 1987; van de Weerd et Ware, 1994). Les principales déformations interviennent durant la phase panafricaine (Précambrien – Cambrien précoce), au Frasnien (Dévonien tardif), durant la phase hercynienne (Carbonifère à Permien), durant la phase autrichienne (discordance aptienne) et durant la phase alpine/atlasienne (de l'Éocène à l'Oligocène). Parmi tous ces événements, les principales discordances de la plate-forme saharienne sont associées aux collisions continentales bien marquées qui ont affecté l'Afrique du nord-ouest, à savoir les orogénies hercynienne et alpine. La phase hercynienne joue notamment un rôle majeur dans le bassin de Berkine et dans la zone située à l'ouest. Il semble également que l'activité volcanique et mantellique associée à la phase alpine soit en partie responsable de la maturité des roches-mères.

### Description du modèle

Le modèle régional 3D est restreint au bassin de Berkine proprement dit et couvre une aire de 318km x 318km avec des mailles d'une résolution d'approximativement 6km de côté (figure 2). Le modèle est composé de 32 couches géologiques synthétisées au tableau 2. Un ensemble de plus de trente puits comportant des mesures de température et de réflectance de vitrinite est disponible pour la calibration thermique du bassin.

Ages (Ma)		Système	Unité stratigraphique
530	510	Cambrien	Cambrien
510	509	Ordovicien	Tremadoc
509	485		Arenig
485	435		Llandvim / Llandeilien
435	434		Caradoc / Ashgil
434	433	Silurien	Llandovery
433	410		Wenlock
410	409		Pridoli / Ludlow
409	395	Dévonien	Gedinien
395	390		Siegenien
390	380		Emsien / Eifelien
380	377		Givetien
377	376		Frasnien précoce
376	367		Frasnien ("Hot shales")
367	363		Famennien
363	355		Strunien
355	320	Carbonifère	Tournaisien / Namurien
320	286		Tiguentourine
286	231	Trias	Orogène Hercynienne
231	223		TAGI
223	210		TINT
210	208		TAGS
208	187	Jurassique	Evaporites du Lias
187	124		Malm/Dogger/Néocomien
124	117	Crétacé	Erosion Autrichienne
117	97		Albien
97	90		Cénomanién
90	89		Turonien
89	42		Sénonien
42	35		Erosion alpine
35	0	Cénozoïque	Mio-Pliocène

Tableau 2 : Découpage stratigraphique utilisé dans le modèle numérique. Seules les deux érosions susceptibles d'avoir des effets importants sur le système pétrolier (érosion hercynienne et érosion alpine) ont été intégrées au modèle.

De précédents travaux non publiés (Rudkiewicz *et al.*, 2003) ont montré que les données thermiques du bassin de Berkine, particulièrement bien renseigné, pouvaient être reproduites via l'application d'un flux de chaleur variable en espace et constant dans le temps, en moyenne de 62mW/m<sup>2</sup>. Il y a également été montré que l'application d'un flux de chaleur constant dans le temps hormis durant les érosions hercyniennes et alpines améliore légèrement la calibration du modèle. Ce deuxième scénario rend le modèle plus cohérent avec la calibration thermique du bassin d'Illizi, plus au sud, pour lequel un pic de flux de chaleur est notamment nécessaire durant la phase alpine. Toutefois la capacité prédictive du

modèle dans les zones non contraintes par des données serait certainement améliorée en reliant plus étroitement histoire géologique et historique des flux de chaleur (ex : prévision de la maturité des roches-mères, historique de génération des hydrocarbures...).

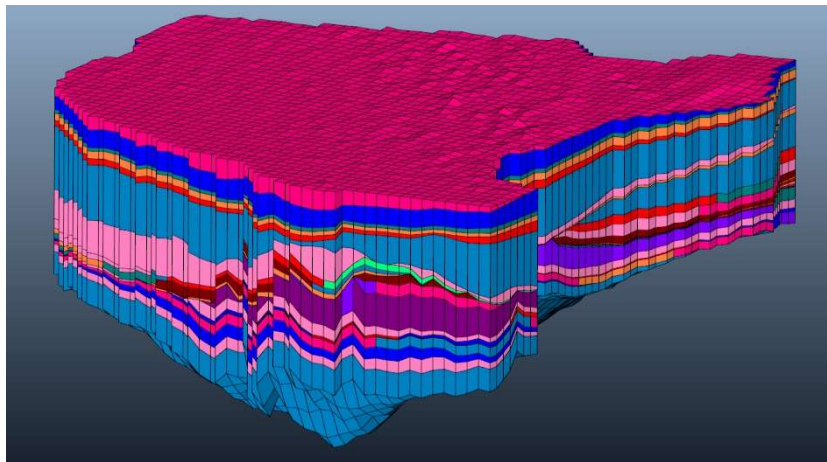


Figure 2 : Illustration du modèle numérique 3D. Pour des raisons de confidentialité l'illustration ne comporte pas d'échelle ni de légende.

Dans le modèle régional retenu, en l'absence d'informations plus précises sur la lithosphère, c'est le modèle par défaut proposé par l'application TemisFlow (voir plus haut) qui est utilisé.

#### **Utilisation des données de calibration**

Dans ce travail, parmi la quarantaine de puits disponibles seule une partie est effectivement utilisée pour la calibration du modèle. L'idée est de conserver un certain nombre de puits pour évaluer la justesse de la calibration (figure 3). Parmi les puits disponibles, six contenant à la fois des données de températures et de vitrinite sont sélectionnés arbitrairement de manière relativement homogène sur l'ensemble du bassin. On dispose donc de données de calibration en quantité suffisante pour évaluer par validation croisée la capacité prédictive de l'approche. Par ailleurs, ce bassin ayant déjà fait l'objet d'une étude à IFPEN (Rudkiewicz *et al.*, 2003), les résultats obtenus via cette approche pourront être comparés à ceux obtenus par des modélisateurs experts dans le cadre de cette précédente étude. En plus de l'ajustement de la moyenne du flux de chaleur, un ajustement du flux de chaleur est permis durant chacun des deux épisodes majeurs d'érosion : les orogénèses hercyniennes (de -286 à -231 Ma) et alpines (de -42 à -35 Ma). Elles correspondent donc aux mêmes modifications de flux de chaleur que celles apportées dans le scénario de flux de chaleur décrit plus haut (Rudkiewicz *et al.*, 2003).

#### **1.1.4 Résultats et discussion**

Conformément à la méthode décrite précédemment, une première simulation est réalisée utilisant l'histoire sédimentaire, une histoire crustale par défaut (croûte thermique par défaut de TemisFlow) et une température de 1330°C à la base du manteau. De cette simulation sont extraites les cartes de flux de chaleur à chaque âge à la base des sédiments. Elles serviront de contrainte lors de l'interpolation des résultats de calibration aux puits, et les histoires de flux de chaleur à la base des sédiments au niveau de chacun des puits utilisés pour la calibration (figure 3). La figure 4 présente également un historique de flux de chaleur à la base des sédiments pour l'un des puits utilisés dans le modèle.

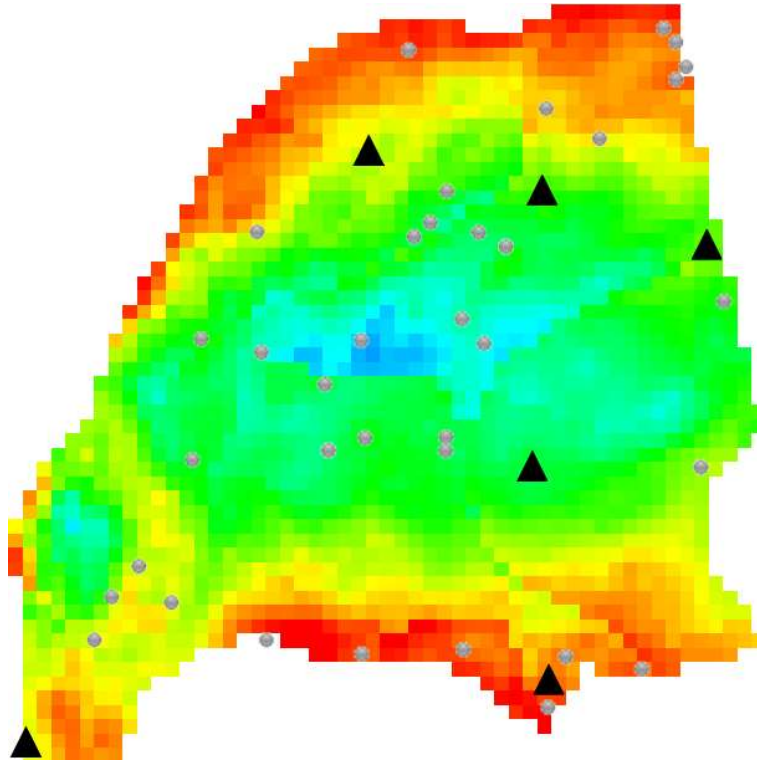


Figure 3 : Carte du flux de chaleur actuel à la base des sédiments obtenue par la simulation utilisant le modèle lithosphérique par défaut de TemisFlow. Les flux de chaleurs élevés sont en rouge ( $53\text{mW/m}^2$ ) et les flux de chaleur les plus faibles sont en bleu ( $47\text{mW/m}^2$ ). La carte montre également la position des puits contenant des données de températures et/ou de réflectance de la vitrinite. Les puits utilisés pour la procédure d'optimisation sont représentés par des triangles noirs. Les puits utilisés pour estimer la qualité des prévisions obtenues sont représentés par les cercles gris. Pour des raisons de confidentialité l'illustration ne comporte ni échelle ni légende.

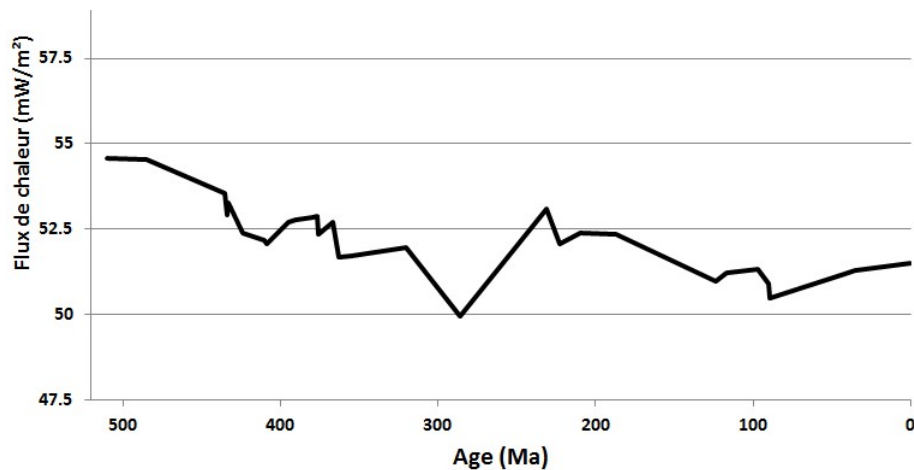


Figure 4 : Exemple d'historique de flux de chaleur pour l'un des six puits sur le modèle initial non calibré, avec intégration du modèle lithosphérique. On voit apparaître les effets de la sédimentation et de l'érosion sur l'historique du flux de chaleur. Pour rappel, le modèle proposé par Rudkiewicz et al. (2003) utilise un flux de chaleur constant hormis durant l'érosion hercynienne (286-231Ma) et durant l'érosion alpine (42-35Ma).

Cet historique de flux de chaleur est ensuite modifié en intégrant les trois corrections possibles : une correction globale et deux corrections transitoires au moment des érosions alpine et hercynienne. La calibration est réalisée de manière indépendante pour chacun des puits. L'analyse de sensibilité montre que la modification du flux de chaleur durant l'érosion hercynienne n'a d'effet significatif que pour deux des six puits. Cela s'explique par un enfouissement plus important dans la suite de leur histoire géologique, qui masque les effets thermiques de cette érosion. Pour ces puits seuls les deux paramètres d'ajustement ayant des effets significatifs sont conservés dans la procédure d'optimisation.

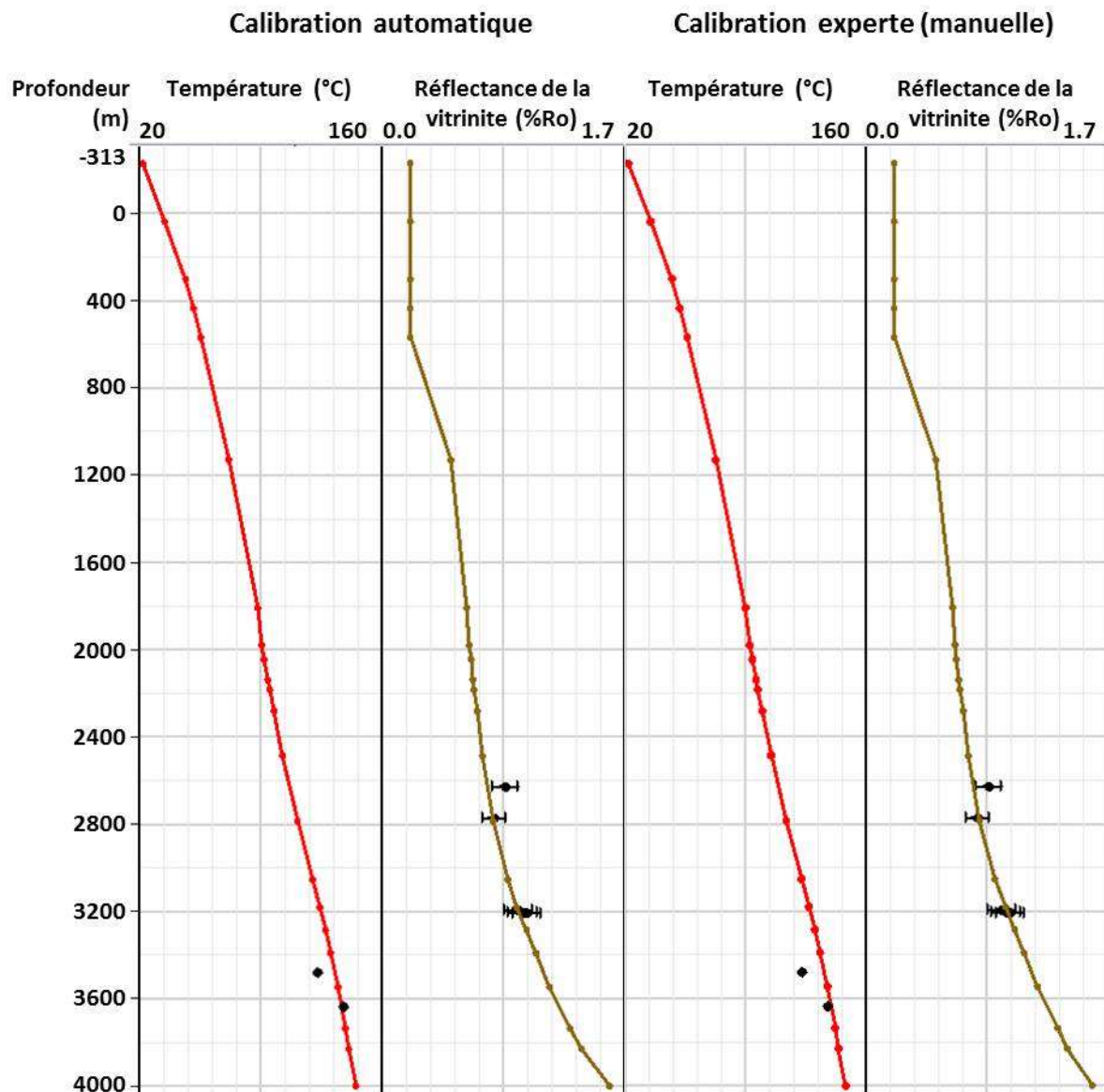


Figure 5 : Comparaison entre les résultats de simulation (courbes) et les données de puits (points) pour les températures et réflectances de vitrinite. Les figures représentent l'évolution des propriétés en fonction de la profondeur pour l'un des six puits de la calibration. Les deux graphes de gauche représentent les courbes obtenues par la calibration automatique. Ceux de droite représentent les courbes obtenues par la calibration manuelle d'un expert en modélisation de bassin. Les deux modèles apparaissent très similaires et représentent aussi bien les données de puits.



Une fois la calibration effectuée, les résultats peuvent être comparés à la fois aux mesures de température et de vitrinite et à la calibration réalisée par le modélisateur expert. La figure 5 présente à la fois les résultats de la procédure de calibration automatique et ceux obtenus manuellement par le modélisateur dans la précédente étude non publiée. Les deux résultats sont très similaires et représentent aussi bien les données de puits. La méthode de calibration automatique basée exclusivement sur l'utilisation du modèle géologique permet donc d'atteindre une qualité aussi élevée qu'une approche par essai-erreur réalisée par un utilisateur expert. L'approche demanderait toutefois à être testée sur d'autres cas d'application pour en valider le bon fonctionnement.

Cette méthode de calibration, bien qu'automatique, permet d'obtenir des historiques de flux de chaleur avec un lien plus étroit avec la géologie car elle se base sur le modèle géologique fourni par le modélisateur (figure 6). La comparaison des flux de chaleur avant (figure 4) et après calibration (figure 6) fait clairement apparaître l'effet des trois corrections : une augmentation globale du flux de chaleur basal (moyenne auparavant autour de 50mW/m<sup>2</sup> et maintenant d'environ 56mW/m<sup>2</sup>) et une augmentation des flux de chaleur pendant les érosions hercyniennes (de 286 à 231Ma) et alpine (de 42 à 35Ma). Il est également possible de comparer les historiques de flux de chaleur à la base des sédiments entre la nouvelle méthode (figure 6) et la méthode manuelle (figure 7) qui n'assure pas le lien entre les événements géologiques et le flux de chaleur.

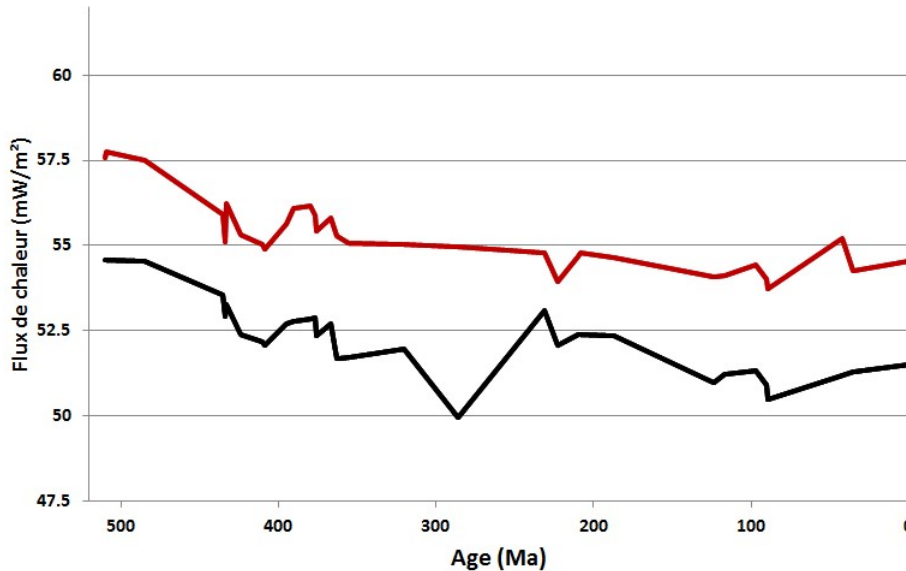


Figure 6 : Comparaison de l'historique de flux de chaleur avant (noir) et après calibration aux données de puits (rouge). On voit l'effet des trois corrections : une augmentation globale du flux de chaleur basal (moyenne auparavant autour de 52mW/m<sup>2</sup> et maintenant d'environ 55mW/m<sup>2</sup>), une augmentation des flux de chaleur durant l'érosion alpine (42 à 35Ma) et une oblitération des effets de l'érosion hercynienne (286 à 231Ma)

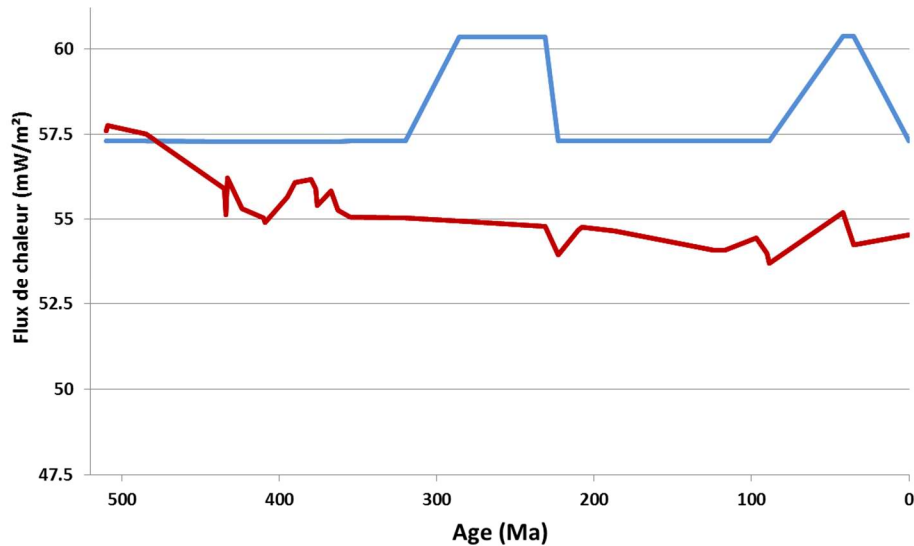


Figure 7 : Comparaison de l'historique de flux de chaleur obtenu avec la méthode classique de calibration des données de puits (bleu) et avec la nouvelle méthode de calibration (rouge). On voit que le modélisateur a choisi des flux de chaleur constants dans le temps sauf pour les deux érosions majeures. Les variations de flux de chaleurs sont plus brutales, de plus grande amplitude et préservent moins bien le lien avec l'histoire géologique du bassin qu'avec la nouvelle méthode de calibration.

Une fois la calibration obtenue pour chacun des puits, il est possible d'estimer des flux de chaleur régionaux à chaque âge géologique sur la base d'un co-krigeage co-localisé des flux de chaleur calés aux six puits de calibration utilisés (points gris) à un âge donné et de la carte de flux de chaleur du même âge obtenue dans la simulation initiale avec le modèle lithosphérique. La figure 8 illustre cette estimation sur les flux de chaleur actuels estimés dans le bassin. Il est possible de comparer cette carte à celle initialement obtenue avec le modèle lithosphérique (figure 3). On voit clairement que la tendance régionale est conservée. En revanche la variabilité spatiale est nettement supérieure dans la nouvelle carte. Il est également possible de comparer les flux de chaleur obtenus par la méthode proposée (figure 8) à ceux préalablement obtenus lors de la précédente étude (figure 9). Des tendances similaires apparaissent à grande échelle avec des flux de chaleur plus faibles au centre du bassin que sur ses bordures. Il existe toutefois des différences importantes sur les flux eux-mêmes avec des valeurs bien inférieures avec la nouvelle méthode. Il existe également localement des différences de tendance de flux de chaleur qui s'expliquent facilement par la densité de puits utilisés (6 dans le cas de la nouvelle méthode et 40 dans le cas de la précédente étude).

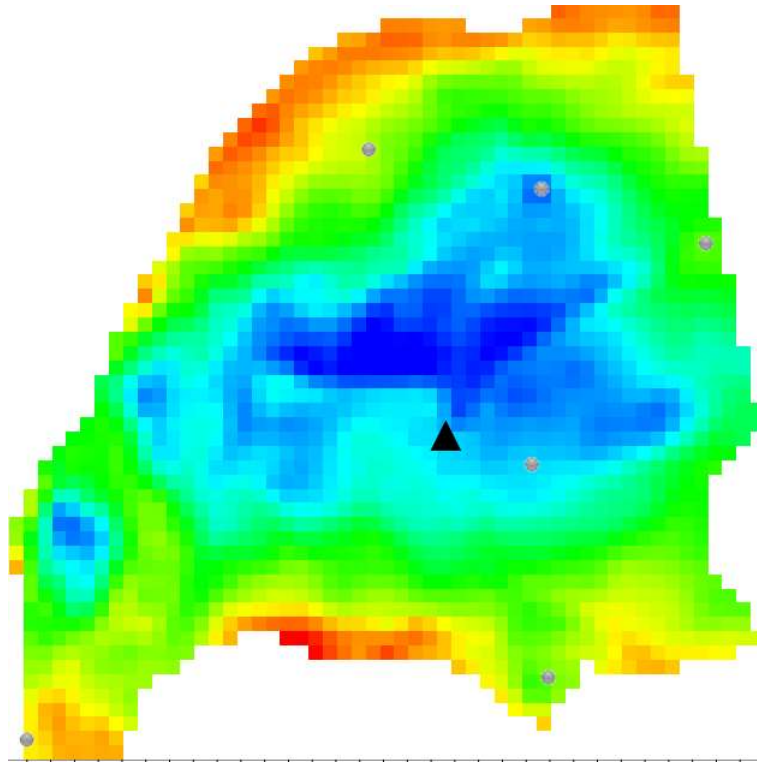


Figure 8 : Carte du flux de chaleur actuel selon la nouvelle méthode de calibration des données de puits. Les résultats sont obtenus par co-krigeage co-localisé des flux de chaleur calés aux six puits de calibration utilisés (points gris) et de la carte de flux de chaleur présentée à la figure 3. Les valeurs des flux de chaleurs varient entre  $42\text{mW/m}^2$  (en bleu) et  $73\text{mW/m}^2$  (en rouge). Une validation croisée est réalisée pour estimer la confiance dans l'estimation de flux de chaleur dans les zones non-contraintes par les puits utilisés dans la procédure d'optimisation (notamment à l'ouest et au centre du bassin). Pour des raisons de confidentialité l'illustration ne comporte ni échelle ni légende.

Afin de mieux illustrer le potentiel d'amélioration des prévisions de température et de maturité des roches-mères dans les bassins sédimentaires, les erreurs quadratiques de prévision entre les prévisions obtenues avec la nouvelle méthode à partir de six puits, celles qui auraient été obtenues lors de la précédente étude à partir de ces six même puits et celles effectivement obtenues sur la base de l'ensemble des puits (erreur de référence) sont indiquées au tableau 3.

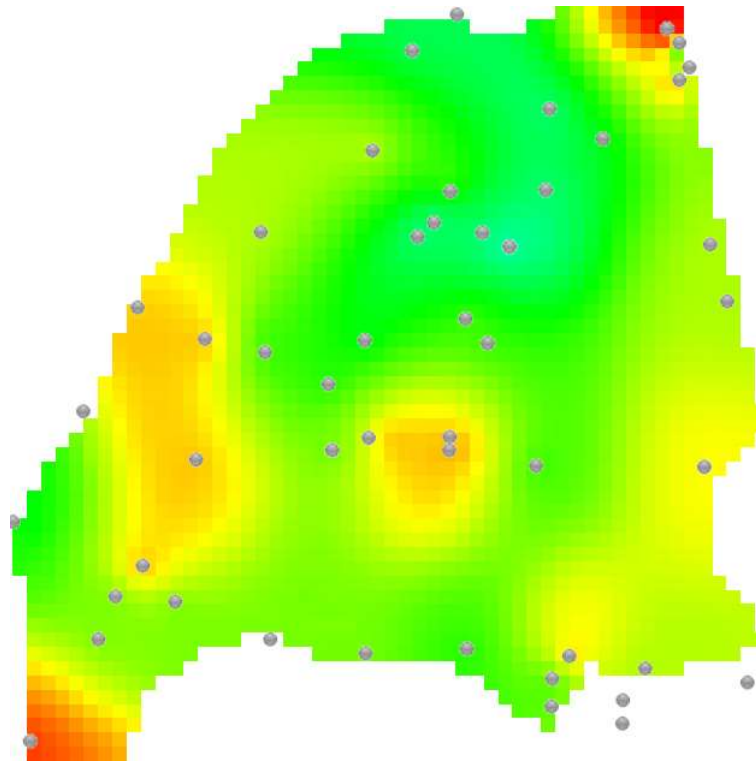


Figure 9 : Carte du flux de chaleur actuel obtenus par le modélisateur à partir de la calibration des 40 puits à sa disposition (points gris). Les valeurs des flux de chaleurs varient entre  $42\text{mW/m}^2$  (en bleu) et  $73\text{mW/m}^2$  (en rouge). Pour des raisons de confidentialité l'illustration ne comporte pas d'échelle ni de légende.

Somme des erreurs quadratiques de référence sur les 40 puits. Calibration manuelle sur les 40 puits	Somme des erreurs quadratiques de prévision sur les 40 puits. Calibration manuelle sur 6 puits	Somme des erreurs quadratiques de prévision sur les 40 puits. Calibration avec la nouvelle méthode sur 6 puits
718	1398	903

Tableau 3 : Comparaison de la qualité de la prévision fournie par la nouvelle méthode de calibration thermique à celle du modèle de référence et à celle du modèle obtenu par calibration manuelle sur le même nombre de puits. Seuls 6 puits ont effectivement fait l'objet d'une calibration dans le test contre 40 dans le cas du modèle de référence. Si on compare la qualité de la prévision avec le même modèle n'utilisant que 6 puits de calibration, on constate que la nouvelle méthode améliore la prévision.

Les résultats montrent que pour un nombre identique de puits intégrés dans la procédure de calibration du modèle, la nouvelle méthode apporte une amélioration significative de la prévision. Ils montrent que la donnée secondaire issue du modèle géologique, et prise en compte dans le krigeage, ajoute effectivement de l'information. Cela suggère que la qualité des prévisions obtenues avec la nouvelle méthode tend plus vite vers le modèle idéal représenté par celui obtenu par l'expert avec l'ensemble des quarante puits de calibration. Toutefois il faudrait analyser cette convergence vers la solution en augmentant progressivement le nombre de puits de calibration.

Pour visualiser la qualité des prévisions obtenues par la méthode de calibration thermique, il est possible d'observer les prévisions sur les puits mis de côté pour la validation de la méthode. Le puits représenté

par le triangle noir sur la figure 8 fait par exemple apparaître des prévisions de flux de chaleur à la base de la pile sédimentaire relativement différents entre la nouvelle méthode et les résultats obtenus par le modélisateur de bassin expert. Pour autant, la figure 10 montre que ces conditions différentes aux limites du modèle aboutissent à des résultats similaires entre les deux approches de calibration.

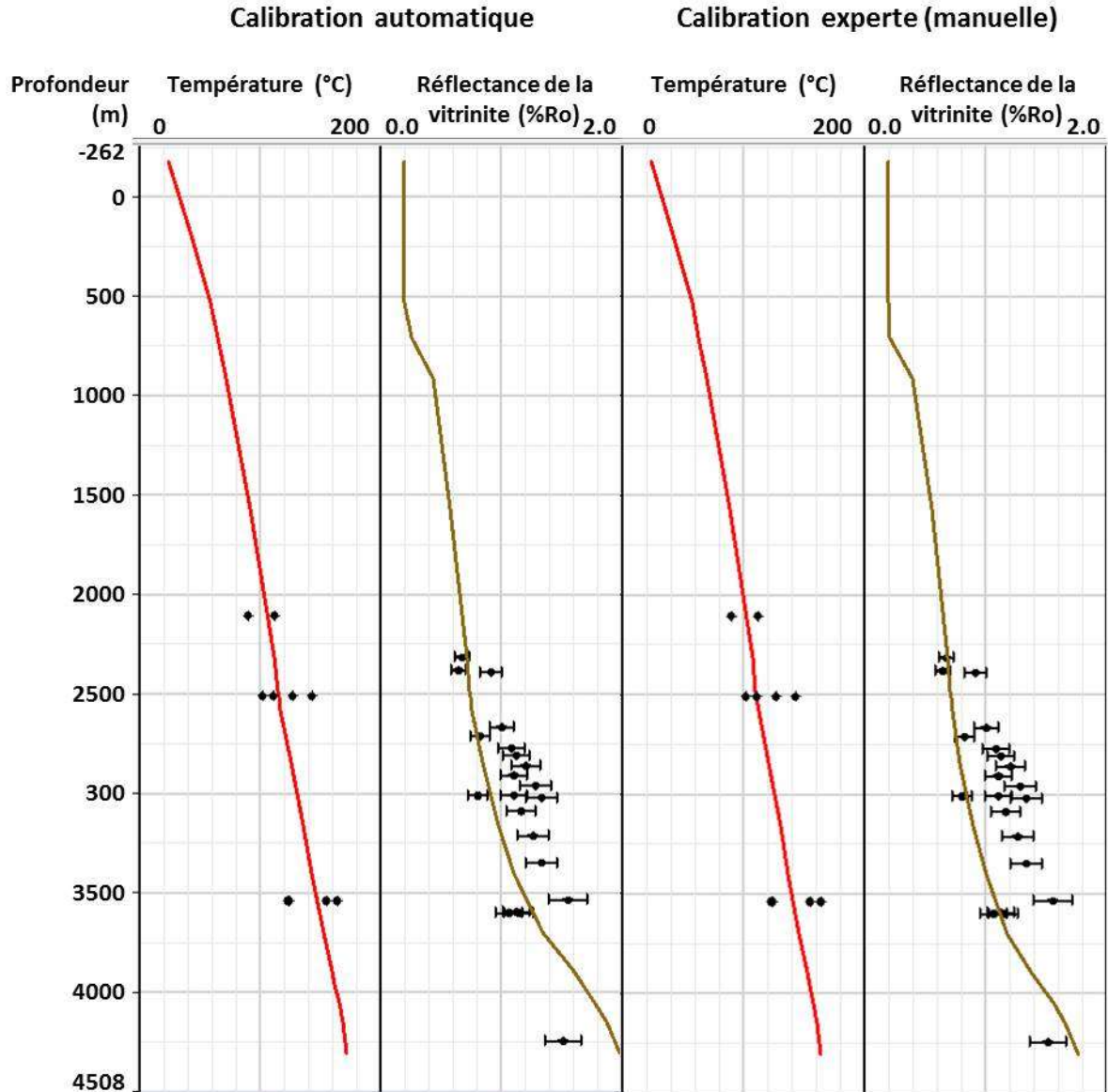


Figure 10 : Comparaison entre les résultats de simulation (courbes) et les données de puits de forage (points) pour les températures et les réflectances de vitrinite pour le puits de forage signalé par le triangle noir de la figure 8. Les deux graphes de gauche représentent les courbes obtenues après extrapolation des flux de chaleur aux puits n'ayant pas fait l'objet d'une calibration spécifique (6 puits de calibration). Les deux courbes de droite représentent les résultats de la calibration manuelle d'un expert en modélisation de bassin (40 puits de calibration). Les deux modèles, bien qu'ayant des conditions thermiques différentes, représentent aussi bien les données de puits alors même que ce dernier n'est pas utilisé dans la procédure de calibration automatique.

### 1.1.5 Synthèse

Une nouvelle méthode de calibration thermique d'un bassin sédimentaire a été testée avec succès sur le cas du bassin de Berkine. Cette méthode s'appuie sur un modèle géologique *a priori* incluant un modèle lithosphérique. La calibration est réalisée de manière automatique sur les puits sur la base des flux de chaleur extraits du modèle *a priori*. La méthode tend à préserver autant que possible l'information géologique contenue dans le modèle.

La calibration, obtenue dans un temps très court (équivalent à trois simulations thermiques sur le modèle 3D), semble d'aussi bonne qualité que celle effectuée par un modélisateur expérimenté. La comparaison des températures prédites et mesurées sur les puits non pris en compte dans la procédure de calibration a permis de montrer que l'extrapolation des résultats de calibration à l'ensemble du bassin sédimentaire aboutit à des prévisions de très bonne qualité. En effet la prise en compte de l'évolution spatiale des flux de chaleur sur la base d'un modèle géologique *a priori* dans l'estimation des flux de chaleur régionaux permet de conserver la cohérence géologique. Cette amélioration des prévisions n'est toutefois valable que pour ce modèle du bassin de Berkine. De plus amples tests devront être effectués (nombre et position des puits pris en compte pour la calibration, bassin sédimentaire d'application...) pour tirer des conclusions plus générales.

La méthode ne vise pas à donner "la" solution au problème de calibration thermique du modèle de bassin mais à proposer un ajustement numérique le plus cohérent possible avec le modèle géologique construit par le modélisateur de bassin. Pour améliorer encore la robustesse de la méthode il est envisageable de fournir une évaluation de la qualité du modèle géologique *a priori* sur la base de l'amplitude et de la variabilité spatiale et/ou temporelle des corrections apportées dans la phase de calibration.

Le modèle résultant de la calibration des flux de chaleur aux puits correspond au modèle "le plus probable" (au sens de la vraisemblance utilisée dans l'approche d'inversion bayésienne). L'ensemble de l'information apportée par cette méthode d'optimisation (distribution *a posteriori* des flux de chaleur aux puits de calibration) n'a toutefois pas été exploitée dans ce travail. Il est envisageable d'utiliser les distributions de probabilité *a posteriori* afin de propager cette incertitude sur les paramètres du modèle sur les résultats thermiques de la modélisation de bassin et notamment sur la maturité des roches mères dans les zones non explorées.

Enfin, une des limitations de l'approche concerne les corrections apportées à l'historique de flux de chaleur. Même si dans notre application elles sont reliées à des événements géologiques (deux érosions majeures) rien ne permet de les expliciter géologiquement ni ne permet d'assurer qu'il existe en une représentation géologique. Afin d'assurer une meilleure cohérence du modèle les corrections pourraient être effectuées directement sur certains de ses paramètres physiques (épaisseur crustale au droit des puits, épaisseurs érodées, facteur d'amincissement crustal lors d'un rifting...). L'extrapolation des résultats à l'ensemble du modèle serait alors effectuée en combinant la carte *a priori* de la propriété physique considérée et sa valeur calibrée aux puits.

## 1.2 Détermination régionale de la richesse en matière organique d'une roche-mère

### 1.2.1 Contexte

Après avoir déterminé les champs de température dans le bassin pétrolier au cours de son histoire géologique, il est nécessaire de connaître le potentiel pétrolier initial des roches-mères (richesse de la matière organique) pour calculer les quantités d'hydrocarbures générées puis expulsées vers les réservoirs pétroliers.

Le potentiel pétrolier, c'est-à-dire la capacité maximale de production d'hydrocarbures par unité de roche-mère, est généralement caractérisé par deux valeurs : son contenu en carbone organique (TOC, exprimé en gramme de carbone par gramme de roche) et son indice d'hydrogène (IH, exprimé en mg d'hydrocarbures par gramme de carbone). Le produit de ces deux valeurs donne ce que l'on appelle traditionnellement le S<sub>2</sub> (en mg d'hydrocarbures par gramme de roche). Cette valeur, qui caractérise le potentiel pétrolier massique d'une roche, est facilement utilisable pour déterminer un potentiel pétrolier régional à partir de l'épaisseur et de la densité de la roche.

A l'échelle d'un bassin pétrolier, qui peut atteindre plusieurs dizaines à centaines de milliers de kilomètres carrés, le TOC et l'IH peuvent fortement varier car ils dépendent en partie de la morphologie du bassin, de son paléoclimat et des conditions chimiques lors du dépôt de la roche-mère. Les hydrocarbures, sous l'effet de la poussée d'Archimède et des gradients de pression, ont tendance à remonter de la roche-mère vers la surface. Les puits de forage s'arrêtent ainsi souvent au niveau des réservoirs et ne parviennent que rarement jusqu'aux roches-mères. De ce fait, hormis dans les bassins ayant fait l'objet d'une vaste exploration des ressources non-conventionnelles, souvent localisées dans des roches-mères, les modélisateurs de bassin ne disposent généralement que de peu de puits ayant échantillonné la roche mère. En conséquence les incertitudes sur la distribution régionale de la matière organique et de son potentiel pétrolier sont généralement élevées et peuvent conduire à de grandes incertitudes lors de l'analyse du système pétrolier (Bagirov et Lerche, 1999).

Markwick (2011) décrit deux approches principales pour estimer la distribution de la richesse de la matière organique à l'échelle des bassins sédimentaires. D'une part les méthodes basées sur des bases de données volumineuses, sur des concepts de paléogéographie et sur des analogues (Scotese *et al.*, 2006, Bohacs *et al.*, 2008). Et, d'autre part, les modèles numériques 2D ou 3D (Schwarzkopf, 1993; Mann et Zweigel, 2008; Chauveau *et al.*, 2014 ; Granjeon et Chauveau, 2014). Ces derniers sont des outils puissants capables de prendre en compte les processus physiques de transport des sédiments, chimiques de dégradation de la matière organique et biologiques de production de cette matière organique. Par exemple, DionisosFlow, un outil de modélisation stratigraphique développé à IFPEN (Granjeon et Joseph, 1999; Chauveau *et al.*, in prep), est capable de traiter les processus de transport et de dépôt à la fois des sédiments et de la matière organique.

Leur usage par des modélisateurs de bassin reste toutefois limité du fait de leur complexité, du temps nécessaire pour réaliser les modèles et des connaissances en sédimentologie et en stratigraphie qu'ils requièrent. Par conséquent, les méthodes effectivement utilisées pour l'estimation du potentiel pétrolier régional sont souvent basées sur des quantités de données limitées et des approches mathématiques simples. Il s'agit par exemple de considérer la valeur moyenne en TOC des différents puits de forage ou d'utiliser des méthodes de krigeage sans dérive externe pour extrapoler les valeurs à l'ensemble du bassin sédimentaire. Ainsi, sauf dans les cas où la densité des données est suffisante (ce qui n'arrive pour ainsi dire jamais), l'estimation du potentiel pétrolier initial des roches-mères dans les modèles de

bassin ne tient aucunement compte des processus en lien avec sa distribution régionale, ce qui peut conduire à l'utilisation de données d'entrée fortement erronées.

Nous proposons une nouvelle approche pour fournir des cartes de potentiel pétrolier initial des roches-mères déposées en domaine marin en entrée des modèles de bassin. Cette approche n'utilise que des données déjà requises pour construire ou contraindre les modèles de bassin. Elle utilise des concepts de biologie (production de matière organique), de chimie et de géologie (dégradation de la matière organique avant enfouissement supérieur à quelques mètres) synthétisés par Chauveau (*in prep.*) et rappelés dans la section suivante. L'idée principale de cette méthode, qui a fait l'objet du dépôt d'un brevet (Ducros et Chauveau, 2015), repose sur un modèle inverse qui assure la calibration aux données de puits et permet l'extrapolation des résultats à l'échelle du bassin sédimentaire. Elle utilise pour cela des cartes de bathymétrie de dépôt et de vitesse de sédimentation de la roche mère. La méthode est illustrée sur un intervalle de deux millions d'années, riche en matière organique, de la formation Montney dans le bassin ouest canadien. Cette formation, riche en réservoirs non-conventionnels, a récemment fait l'objet d'une intense prospection pétrolière facilitant l'accès à des données de forage dans les roches-mères.

## 1.2.2 Méthode

### Mécanismes de dépôt et de préservation de la matière organique dans les sédiments

Les valeurs de TOC et d'IH de la matière organique préservée dans les roches sédimentaires résultent d'un ensemble de processus biologiques, géochimiques et géologiques. Ils commencent dans la zone de production de la matière organique dans les océans et s'étendent jusqu'à la préservation de la matière organique dans les sédiments, après la fin des processus de dégradation contrôlés par la présence d'oxygène ou de sulfates. La méthode d'estimation du potentiel pétrolier régional intègre les lois empiriques proposées par Chauveau *et al.* (*in prep.*) que nous rappelons ci-dessous.

La production de matière organique marine s'effectue principalement dans la zone photique où l'on trouve à la fois de la lumière et des nutriments. Du fait des processus de recyclage et d'oxydation de la matière organique dans la colonne d'eau, seule une petite partie de cette matière organique parvient à sédimenter. Plusieurs équipes de recherche telles que celles de Martin *et al.* (1987) ou Armstrong *et al.* (2002) ont déterminé une loi empirique reliant ce flux de matière organique  $Forg$  (en  $g/m^2/an$ ) à la productivité primaire de matière organique dans la zone photique ( $PP_0$ , en  $g/m^2/an$ ) et à la bathymétrie ( $z$ , en m) à partir de mesures dans les océans actuels (figure 11). Chauveau *et al.* (*in prep.*) ont ensuite proposé une amélioration de la loi empirique afin de tenir compte de la production primaire (équation 3) :

$$\text{Équation 3: } Forg(z) = 0.409 \cdot PP_0^{1.41} \cdot \left( \frac{z}{100} \right)^{-0.858}$$



## Détermination régionale de la richesse en matière organique d'une roche-mère

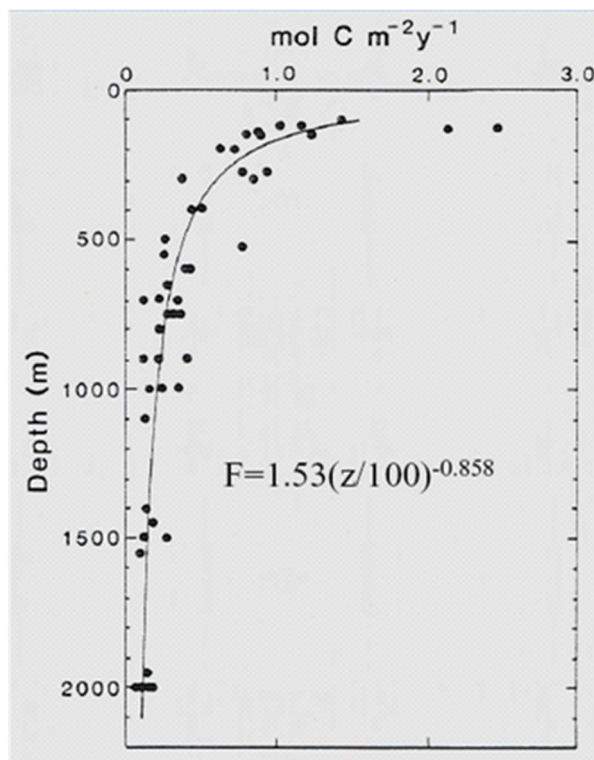


Figure 11 : Évolution de la production primaire de matière organique en fonction de la profondeur. La loi empirique est calée sur des mesures dans les océans actuels (Martin et al., 1987).

Cette équation fait apparaître une forte décroissance du flux de matière organique dans les premières centaines de mètres de colonne d'eau. En dessous de 1000 mètres de profondeur, l'évolution du flux de matière organique avec la profondeur devient négligeable. Les endroits les plus favorables au dépôt de matière organique sont par exemple les bordures continentales des bassins sédimentaires, où la bathymétrie est modérée. La contribution de la production primaire est non linéaire, ce qui s'explique par un phénomène de saturation des capacités de dégradation de la matière organique avec l'augmentation de la production primaire.

### *Efficacité de préservation par les processus de sédimentation*

La matière organique qui parvient au fond de l'océan participe au processus de sédimentation. La sédimentation inorganique a un double effet sur la teneur en carbone des roches (souvent exprimée via la teneur en carbone organique) : elle dilue la matière organique dans les roches sédimentaires et elle préserve la matière organique des effets de la dégradation microbienne. En effet, plus la sédimentation est élevée et plus est court le temps de résidence de la matière organique dans les premiers mètres de la colonne sédimentaire, où intervient la deuxième phase de dégradation, liée à l'activité aérobie ou sulfato-réductrice des micro-organismes. Les TOC préservés dans les roches sédimentaires dépendent ainsi très fortement de l'efficacité de la préservation par les processus de sédimentation.

La deuxième phase de dégradation, lors des premiers mètres d'enfouissement, dépend essentiellement des conditions oxydo-réductrices du fond des océans et du taux de sédimentation, qui contrôle le temps de résidence dans la zone de dégradation. Betts et Holland (1991) ont proposé un premier modèle empirique de dégradation dans les premiers mètres d'enfouissement, basé uniquement sur le taux de sédimentation. Plus récemment, Mann et Zweigel (2008) ont amélioré l'approche en tenant également

compte du niveau d'oxygénation du fond océanique. Le modèle inverse repose sur une mise à jour, proposée par Chauveau *et al.* (2014), de cette dernière approche (équation 4).

$$\text{Équation 4: } BE = 10^{(0.1217 \cdot \log(V_s) + 1.4613)} \cdot (1 + 40 \cdot Ox \cdot V_s^{-1/4})^{-4/3}$$

Où  $BE$  est l'efficacité de préservation de la matière organique liée à l'enfouissement,  $V_s$  est le taux de sédimentation (m/Ma), et  $Ox$  est l'indice d'oxygénation du milieu (variant de 0 pour un milieu complètement anoxique à 1 un milieu bien oxygéné). La figure 12 montre que  $BE$  est fortement contrôlé par le niveau d'oxygénation du milieu lorsque que les taux de sédimentations sont faibles. En revanche, cette influence disparaît totalement pour les très forts taux de sédimentation. Il est toutefois à noter que les roches-mères marines se déposent généralement dans des zones où les taux de sédimentations sont relativement faibles (<50m/Ma).

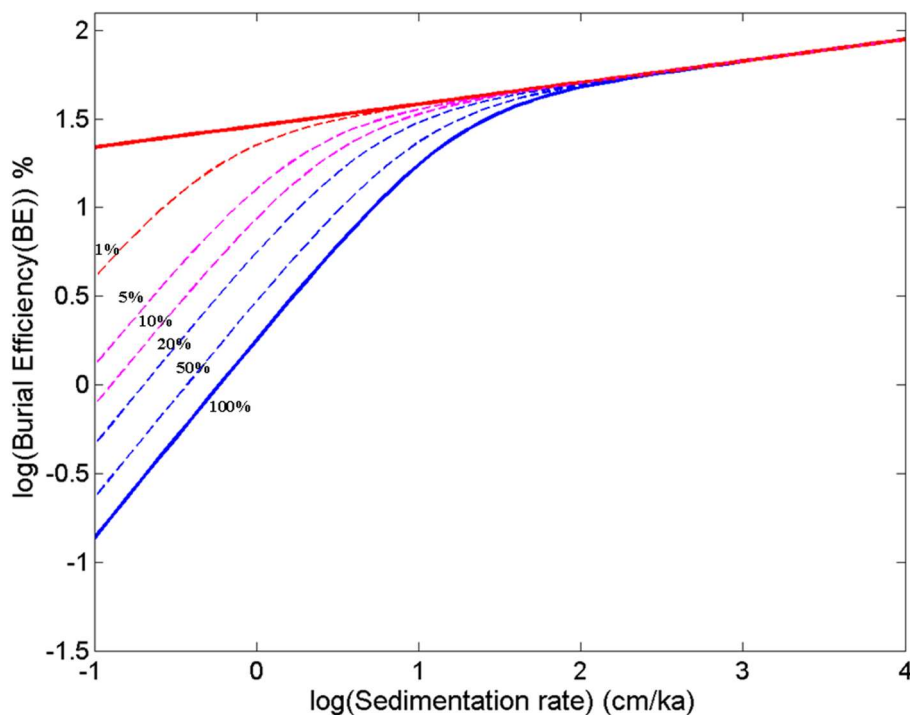


Figure 12 : Efficacité de la préservation liée à l'enfouissement en fonction du taux de sédimentation, pour différents niveaux d'oxygénation variant d'un milieu très oxygéné (bleu) à un milieu anoxique (rouge). Chauveau *et al.* (2014).

#### Conditions d'oxygénation du milieu océanique

Dans le domaine marin d'un bassin sédimentaire, le niveau d'oxygénation varie en temps et en espace. Il dépend notamment de conditions paléoclimatiques ou de paléo-courants de fond qu'il est relativement difficile d'appréhender. Une première approche, pragmatique, consiste à déterminer une loi empirique basée sur l'équilibre entre renouvellement et consommation d'oxygène et calibrée sur des mesures dans les océans actuels. Au premier ordre, le niveau d'oxygénation est le résultat de l'équilibre entre la consommation d'oxygène liée à l'activité biologique dans la colonne d'eau et le renouvellement d'oxygène contrôlé par le brassage des eaux par les vents ou les courants. En d'autres termes, le niveau

## Détermination régionale de la richesse en matière organique d'une roche-mère

d'oxygénation du fond de l'eau dépend principalement de la hauteur de la colonne d'eau et de l'activité biologique. A l'état stationnaire, cela revient à exprimer le niveau d'oxygénation sous la forme :

$$\text{Équation 5: } \frac{dOx_z(z)}{dt} = M(z).(1 - Ox_z(z)) - D(z).Ox_z(z) = 0$$

où  $D(z) = f(Forg(z))$  représente le taux de consommation de l'oxygène et  $M(z)$  son taux de renouvellement.  $M(z)$  et  $D(z)$  ont été calibrées via l'utilisation de données dans les océans modernes (World Ocean Atlas 2005) et notamment dans les zones de remontée des eaux de fond (sur la marge du Pérou par exemple).

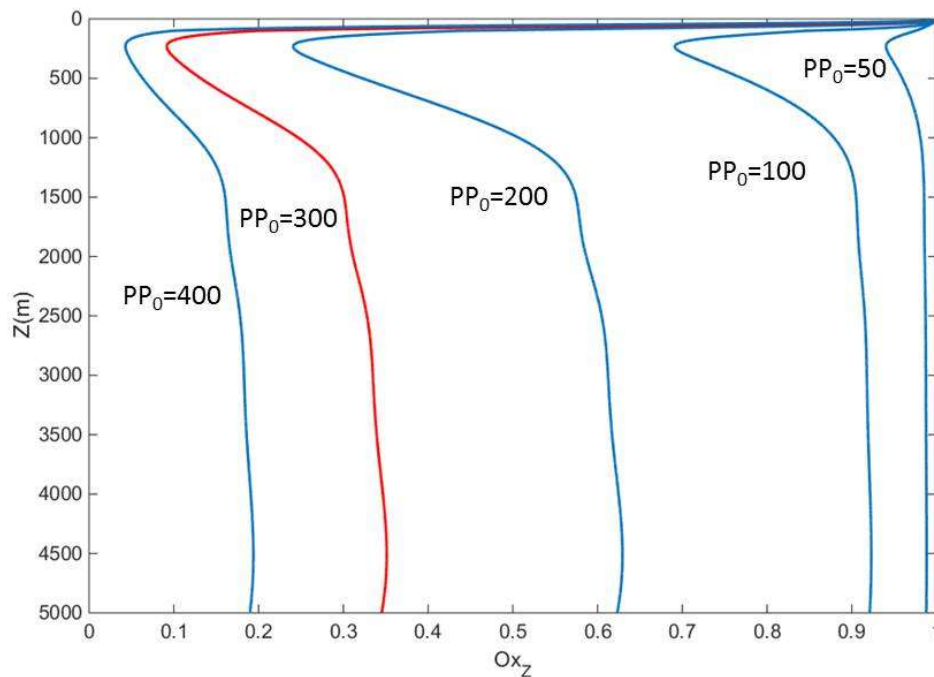


Figure 13 : Évolution de l'indice d'oxygénation du fond de l'eau en fonction de la bathymétrie, pour des productions primaires en matière organique variant de 50 à 400 gC/m<sup>2</sup>/an (Chauveau et al., in prep.). On voit clairement apparaître l'effet de la productivité primaire sur le niveau d'oxygénation global : plus elle est élevée et plus le fond marin est appauvri en oxygène. Pour une valeur de production primaire fixée, le niveau d'oxygénation atteint un minimum autour de 200m de bathymétrie avant de remonter progressivement du fait des courants marins de fond. Chauveau et al. (2014)

La figure 13 montre les courbes d'évolution des niveaux d'oxygénation déduites de ce modèle dans un milieu de fort renouvellement des eaux. L'effet de la productivité primaire sur le niveau d'oxygénation global apparaît clairement : plus elle est élevée, plus il faut d'oxygène pour dégrader la matière organique dans la colonne d'eau et plus le fond marin est appauvri en oxygène. Après un minimum autour de 200m de bathymétrie, le niveau d'oxygénation remonte progressivement en fonction de l'activité des courants marins de fond. Le modèle tient également compte de l'intensité de ce renouvellement des eaux par l'intermédiaire d'un modulateur de niveau de brassage des eaux  $Ox$  pour la détermination du niveau effectif d'oxygénation du milieu océanique :

$$\text{Équation 6: } Ox = Ox_z \cdot Ox_0$$

Dans un milieu océanique ouvert où le brassage des eaux se fait correctement,  $Ox_0$  prend des valeurs proches de 1 alors que dans les zones telles que des mers fermées, où le niveau de brassage des eaux est réduit,  $Ox_0$  tend vers 0.

### Détermination du TOC et de l'IH

Une fois qu'a été déterminée la quantité de matière organique déposée et préservée après les deux phases de dégradation, il est possible d'estimer la quantité de carbone organique présent dans la roche sur la base d'une simple conversion du pourcentage volumique de matière organique dans la roche en TOC massique. Cette conversion est effectuée via l'équation suivante :

$$\text{Équation 7: } TOC_0 = Forg \cdot BE \cdot \frac{\rho_{M.O.}}{\rho_S} \cdot \%C_{M.O.}$$

où:

- $\rho_{M.O.}$  correspond à la densité de la matière organique (en  $kg/m^3$ ) ;
- $\rho_S$  correspond à la densité des sédiments (en  $kg/m^3$ ) ;
- $\%C_{M.O.}$  est la teneur en carbone de la matière organique (qui peut varier entre 60% et 90% selon le type de matière organique).

Afin d'estimer correctement le potentiel d'une roche-mère, on estime également la valeur initiale de l'IH de la matière organique ( $HI_0$ ) avec la formule proposée par Mann et Zweigel (2008) :

$$\text{Équation 8: } HI_0 = HI_{Res} + (HI_{Max} - HI_{Res}) \cdot (P/100)^\gamma$$

où:

- $P$  représente le taux de dégradation globale de la matière organique depuis sa production jusqu'à sa dégradation successivement dans la colonne d'eau et lors de son enfouissement précoce (équation 9) ;

$$\text{Équation 9: } P = \frac{Forg}{PP_0} \cdot BE$$

- $HI_{res}, HI_{max}$  sont respectivement les valeurs minimales et maximales d'IH pour une matière organique marine (c.à.d. respectivement l'IH d'une matière organique très dégradée et d'une matière organique marine parfaitement préservée) ;
- $\gamma$  est un paramètre empirique contrôlant l'effet du niveau global de dégradation de la matière organique sur l'IH déterminé sur la base de mesures sur des roches-mères. Il est généralement fixé entre 0,1 et 0,2 (Mann et Zweigel, 2008).

Le modèle proposé permet donc de déterminer le potentiel pétrolier initial des roches-mères (avant tout processus de transformation thermique de la matière organique), indépendamment de toute considération d'âge, de paléogéographie ou de paléoclimat, à partir d'une valeur de production primaire, d'un indice de renouvellement des eaux de fond et des informations de bathymétrie et de taux de sédimentation.

### 1.2.3 Modèle inverse local et extrapolation à l'échelle du bassin

Il existe des outils, tels que le Rock-Eval, développé à IFPEN et couramment utilisé dans l'industrie pétrolière, qui permettent de mesurer les valeurs de TOC et d'IH actuels des échantillons de roche

## Détermination régionale de la richesse en matière organique d'une roche-mère

prélevés sur des affleurements ou dans des puits de forage. Ces échantillons peuvent avoir subi, au cours de leur histoire géologique, des transformations thermiques aboutissant à la génération des fluides hydrocarbures et par conséquent à la diminution des valeurs de TOC et d'IH par rapport à leurs valeurs initiales avant transformation thermique. Les données acquises sont utilisées pour estimer la distribution locale du potentiel pétrolier par les modélisateurs de bassin après correction de l'effet de maturation thermique. Cette correction est généralement effectuée sur la base d'un bilan carbone et d'une hypothèse sur l' $HI_0$  de la matière organique (ex : Jarvie, 2012; Romero-Sarmiento *et al.*, 2013). Il est ainsi possible de calculer une valeur de  $TOC_0$  à partir de l'équation suivante :

$$\text{Équation 10: } TOC_0 = \frac{TOC_{PD} - (S1 + TOC_{PD} \times HI_{PD}) \times \%C_{HC}}{1 - HI_0 \times \%C_{HC}}$$

où:

- $TOC_0$  correspond à la valeur de TOC initial (g de carbone organique /g de roche) ;
- $TOC_{PD}$  correspond à la valeur mesurée de TOC (g de carbone organique /g de roche) ;
- S1 est la quantité d'hydrocarbures piégés dans la roche (g d'hc /g de roche) ;
- $\%C_{HC}$  est la teneur en carbone des hydrocarbures (g de carbone organique /g d'hc) ;
- $HI_0$  est l'indice d'hydrogène initial de la matière organique (g d'hc/ g de carbone) ;
- $HI_{PD}$  est l'indice d'hydrogène mesuré (g d'hc / g de carbone).

Cette méthode d'estimation locale du potentiel pétrolier initial nécessite une hypothèse sur la valeur de l' $HI_0$ . L'originalité de la méthode est de s'appuyer sur le cadre général de dépôt et de préservation de la matière organique décrit à la section précédente pour améliorer l'estimation du potentiel pétrolier local des roches-mères marines sur la base des données de Rock-Eval. Elle permet, par la suite, de l'extrapoler au reste du bassin sédimentaire en utilisant l'information géologique régionale. Comme les modèles de bassin utilisent la description de la bathymétrie et de la vitesse de sédimentation des couches sédimentaires au cours des temps géologiques pour modéliser les systèmes pétroliers, nous disposons des informations nécessaires au calcul du potentiel pétrolier initial local et à son extrapolation régionale.

En utilisant l'approche décrite à la section précédente, si l'on dispose d'un couple ( $PP_0, Ox_0$ ), on peut estimer une valeur de  $HI_0$  en chaque endroit du bassin. Il est alors possible d'injecter cette valeur dans l'équation 10, pour en déduire une valeur de  $TOC_0$  en accord avec le bilan carbone que l'on peut comparer à la valeur simulée de  $TOC_0$  obtenue avec les concepts de dépôt et de préservation de la matière organique marine. Dans cette dernière approche, les valeurs de hauteur de colonne d'eau et de vitesse de sédimentation sont directement issues du modèle géologique du bassin sédimentaire et sont donc considérées comme des données « dures ». Il est alors possible de modifier les valeurs de  $PP_0$  et de  $Ox_0$  afin de faire converger les deux valeurs de  $TOC_0$ , calculé et simulé, vers une même valeur. On met donc en œuvre une boucle d'optimisation sur les valeurs de  $PP_0$  et  $Ox_0$  afin de minimiser l'écart entre les  $TOC_0$  calculé et simulé sur l'ensemble des puits pour lesquels on dispose de mesures. On fait l'hypothèse que  $PP_0$  et  $Ox_0$  sont constants sur l'ensemble du bassin, c'est-à-dire que la modification des valeurs de  $PP_0$  et  $Ox_0$  est effectuée pour tous les puits à la fois dans la procédure d'optimisation. Cette hypothèse permet, par la suite, d'extrapoler les résultats à l'ensemble du bassin et ainsi déterminer le potentiel pétrolier initial à l'échelle du bassin sédimentaire. La fonction coût à minimiser pour obtenir les valeurs de  $PP_0$  et  $Ox_0$  cohérentes à la fois avec les informations géologiques et les données de puits est la suivante :

Équation 11: 
$$OF = \sum_{k=1}^{nb\_puits} (TOC_{0S} - TOC_{0C})^2$$

où :

- OF est la fonction coût à minimiser ;
- $TOC_{0S}$  est simulé par la méthode génétique décrite à la section précédente ;
- $TOC_{0C}$  est obtenu en injectant l' $HI_0$  simulé selon l'équation 8 dans l'équation 10 ;
- $Nb\_puits$  est le nombre de puits de forage pour lesquels on dispose de mesures.

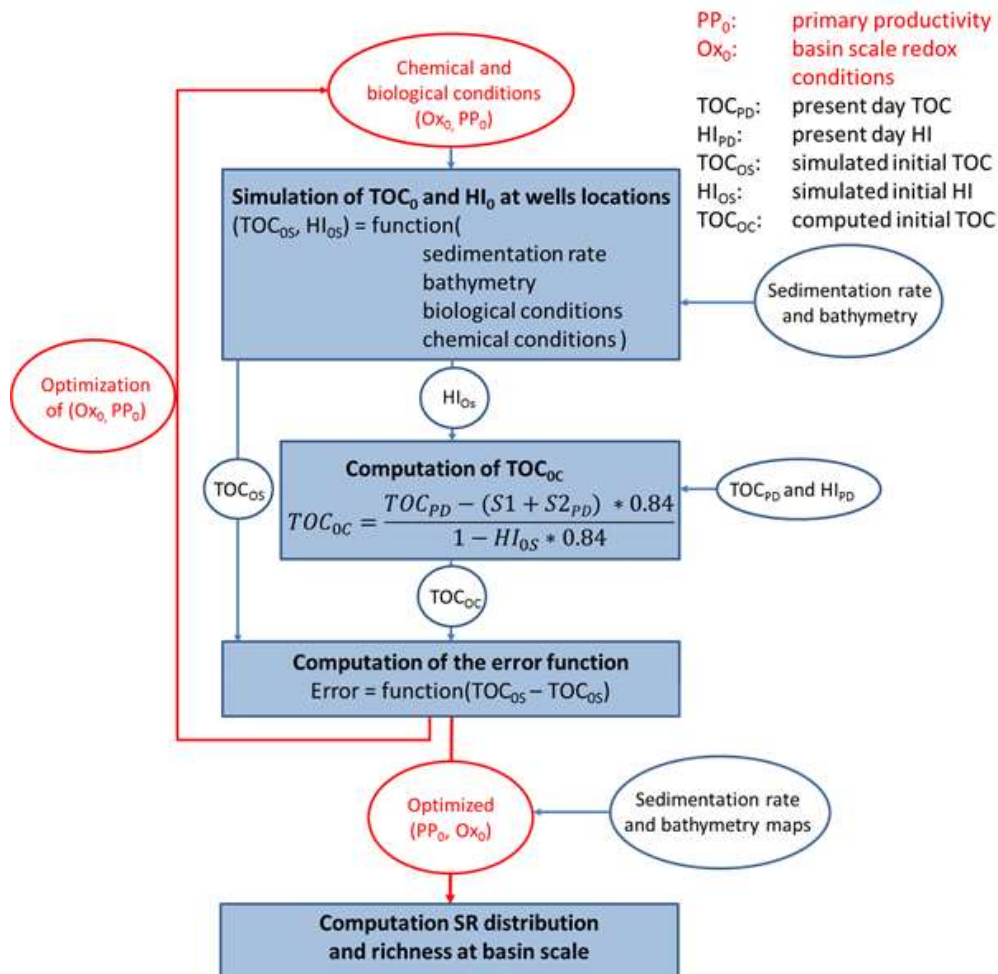


Figure 14 : Vue schématique de la procédure d'inversion. Elle débute par une première simulation du potentiel pétrolier ( $TOC_0$  et  $HI_0$ ) sur la base d'une part du modèle géologique (bathymétrie et vitesse de sédimentation) considéré comme fixe et, d'autre part, des conditions biologiques ( $PP_0$ ) et chimiques ( $Ox_0$ ) considérées dans notre approche comme des paramètres à optimiser. La valeur simulée de  $HI_0$  est utilisée dans l'équation du bilan carbone sur la base des mesures sur l'état actuel de la roche-mère ( $TOC_{PD}$  et  $HI_{PD}$ ). L'écart entre les deux valeurs de  $TOC_0$  est ensuite utilisé comme critère de convergence de la boucle d'optimisation vers le couple ( $PP_0, Ox_0$ ) qui rend l'ensemble cohérent. Modifié de Ducros et Chauveau (2015).

La figure 14 récapitule l'ensemble de la procédure de modélisation inverse permettant d'obtenir le couple de valeur ( $PP_0, Ox_0$ ) reproduisant au mieux les observations. A la fin, la procédure d'optimisation

## Détermination régionale de la richesse en matière organique d'une roche-mère

fournit le couple  $(PP_0, Ox_0)$  qui rend l'ensemble des données le plus cohérent possible avec le modèle géologique. L'hypothèse de valeurs de  $PP_0$ , de  $Ox_0$  homogènes sur l'ensemble du bassin, permet ensuite une estimation régionale du potentiel pétrolier de la roche-mère considérée. Les cartes régionales de vitesse de sédimentation et de bathymétrie servent donc de support à l'interpolation sur la base des concepts de dépôt et de préservation de la matière organique marine.

### 1.2.4 Application au cas de la formation Montney (Bassin ouest canadien)

#### Contexte géologique

Le bassin ouest canadien est un bassin pétrolier prolifique qui s'étend sur 1 400 000 km<sup>2</sup>. Il contient à la fois des prospects conventionnels et non-conventionnels. La formation Montney a récemment fait l'objet d'une intense exploration pétrolière en vue de l'exploitation de ses différents réservoirs non-conventionnels.

L'intervalle géologique étudié correspond à un intervalle de temps de 2 million d'années dans le Triasique moyen qui a vu le dépôt d'une partie riche en matière organique de la formation Montney. Il est préservé dans le bassin d'avant pays et dans la zone de la cordillère canadienne et a été érodé à l'est du bassin (figure 15). Il est actuellement enfoui sous une couche de 4000m de sédiments dans la partie ouest du bassin, la plus profonde, et par une série de 500m d'épaisseur dans la partie est du bassin.

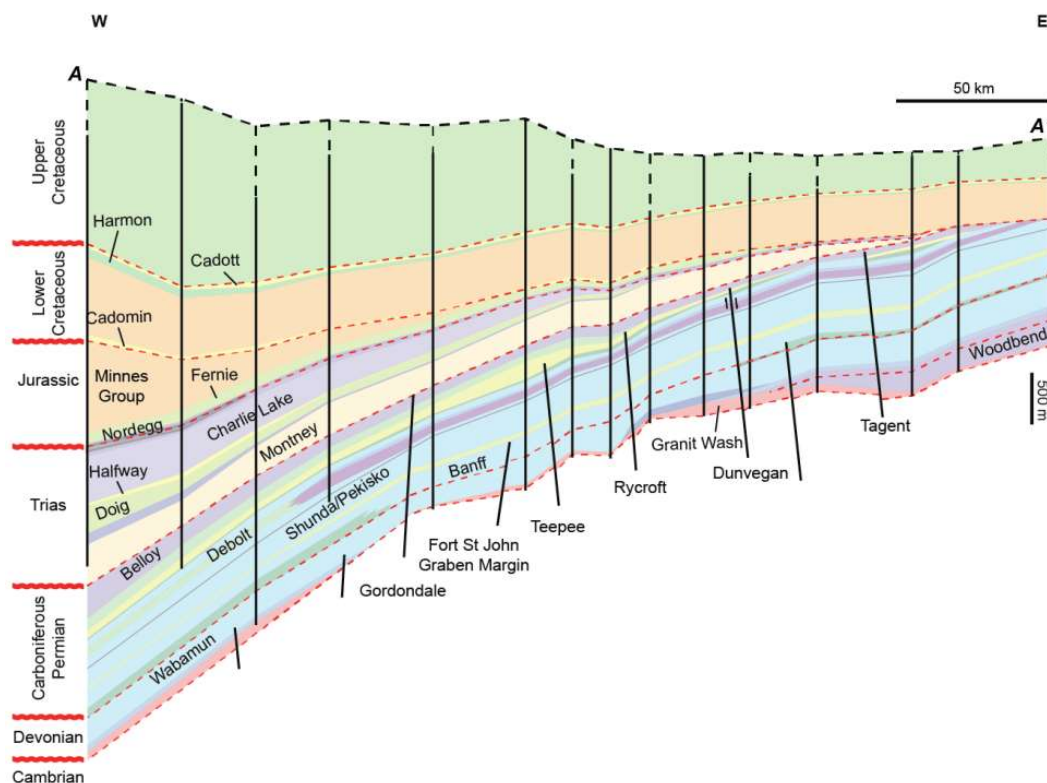


Figure 15: Vue en coupe Ouest-Est du bassin ouest canadien (modifié de Ducros et al., 2017)

Crombez et al., (2016b) suggèrent que la formation Montney s'est déposée dans un domaine dominé par l'action des vagues dans un bassin relativement peu profond (bathymétrie maximale autour de 300m). L'intervalle étudié est, lui, majoritairement constitué de faciès distaux à proximaux et contient

quelques enregistrements d'événements turbiditiques. Très peu de dépôts d'environnement côtier ont été préservés (Zonneveld *et al.*, 2010 ; Crombez, 2016).

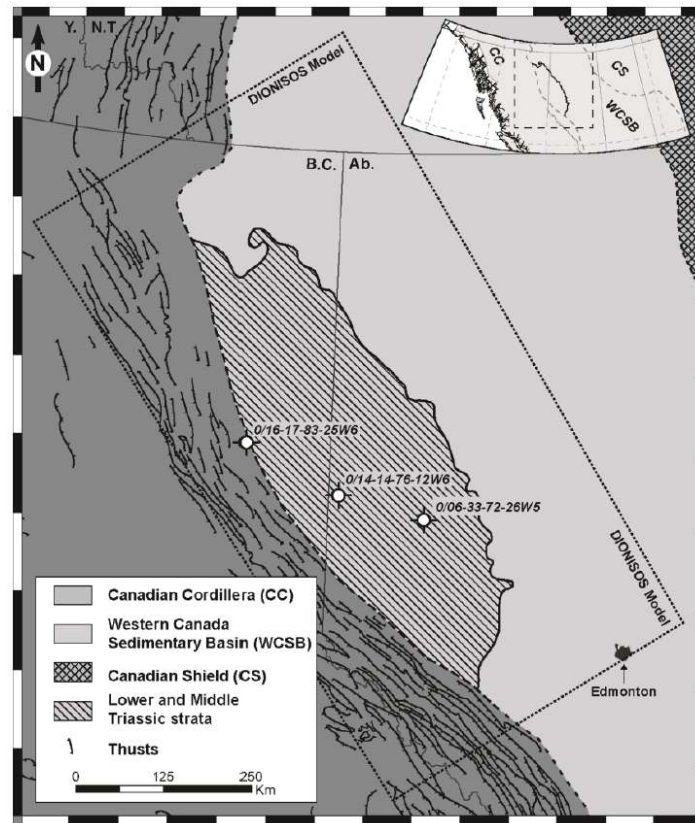


Figure 16 : Position de la zone étudiée (Crombez *et al.*, 2016)

Dans l'intervalle sédimentaire étudié, les TOC massiques mesurés varient de 0.25 à 4% alors que les valeurs d'HI s'étalent entre 50 et 500 mg d'hydrocarbure/g de carbone (Riediger *et al.*, 1990; Ibrahimbas et Riediger, 2004). Ces fortes variations de l'indice d'hydrogène sont principalement liées au différentiel de maturité thermique entre la zone la plus enfouie à l'ouest et la zone la plus en surface à l'est (Rokosh *et al.*, 2012). Crombez *et al.* (2016a) ont montré le lien entre le niveau d'anoxie du bassin, la productivité primaire de matière organique et la stratigraphie en menant une étude intégrant des données de géochimie organique, des éléments traces, et une étude de la stratigraphie du bassin.

La zone modélisée dans cette application de la méthode correspond exclusivement à l'aire de dépôt de la formation Montney, plus restreinte que l'ensemble du bassin sédimentaire. Elle mesure 1000km de long et 500km de large et est orientée parallèlement au front de déformation (figure 16). Les mailles du modèle ont une résolution de 10km.

#### Données de potentiel pétrolier dans les puits de forage

Les mesures du potentiel pétrolier proviennent de cuttings de sept puits ayant échantillonné la formation Montney (tableau 4). La carte de bathymétrie (figure 17) montre la morphologie du bassin au moment du dépôt de l'intervalle sédimentaire considéré. La carte de vitesse de sédimentation a été déduite du travail d'analyse stratigraphique réalisé par Crombez (2016a) qui a permis d'en déterminer l'épaisseur et la durée nécessaire à son dépôt (figure 18).



## Détermination régionale de la richesse en matière organique d'une roche-mère

Position en I (n° de cellule)	Position en J (n° de cellule)	$TOC_{PD}$ (gC/gRoche)	$HI_{PD}$ (mgHC/gC)
10	58	1.36	0
10	57	1.39	52
12	57	1.49	143
15	48	1.52	21
17	44	1.66	59
21	39	1.02	105
23	43	0.64	182

Tableau 4 : Position relative des puits de forage et mesures de potentiel pétrolier

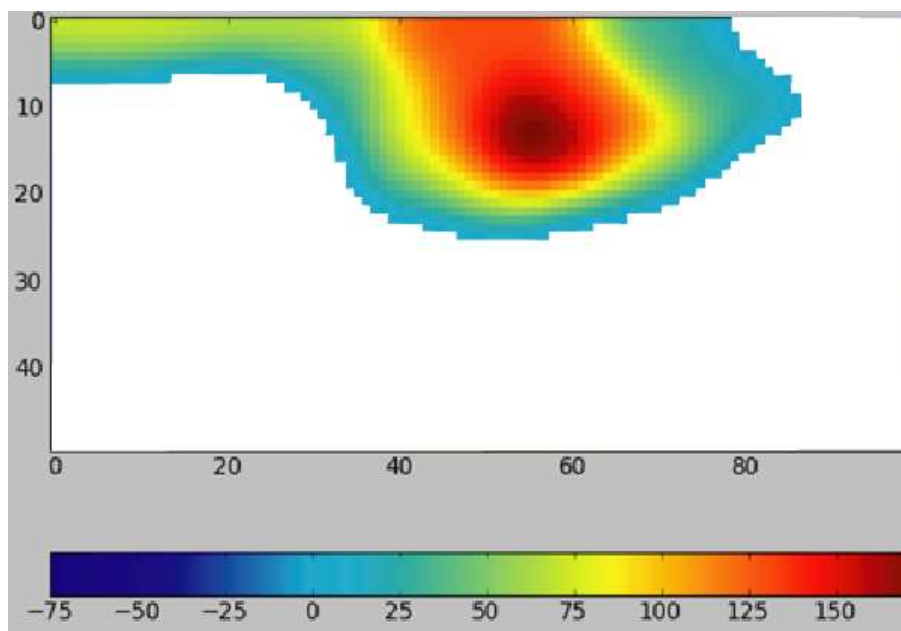


Figure 17: Carte de bathymétrie au moment du dépôt de l'intervalle considéré sur l'ensemble du bassin (m). Les valeurs positives correspondent à des hauteurs de colonne d'eau. La carte a été filtrée de sorte de ne présenter les bathymétries que dans le domaine marin (modifiée à partir de Crombez, 2016a).

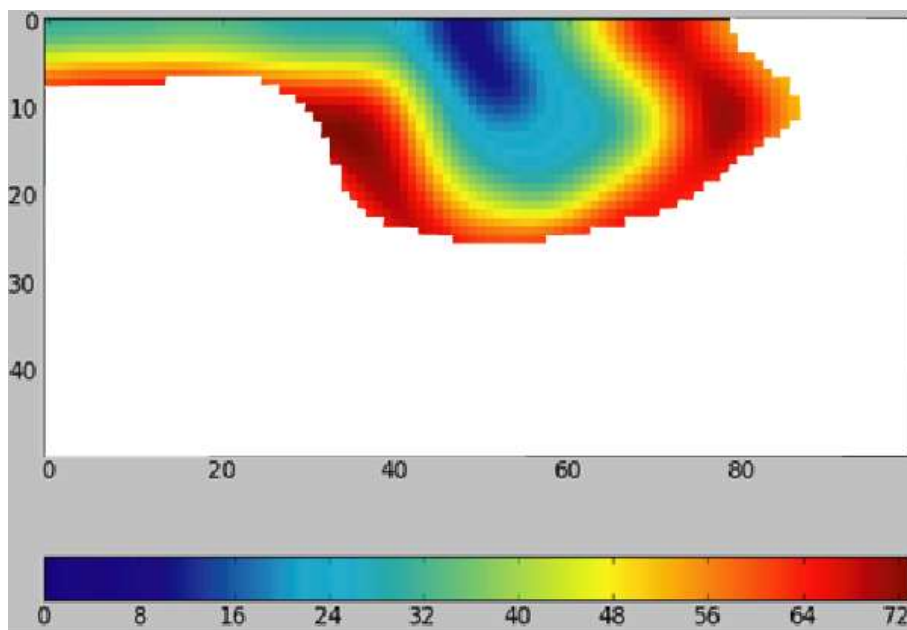


Figure 18: Carte de vitesse de sédimentation sur l'ensemble du bassin (m/Ma) (modifiée à partir de Crombez, 2016a). La carte a été filtrée de sorte de ne présenter les vitesses de sédimentation que dans le domaine marin. (modifiée à partir de Crombez, 2016a).

## 1.2.5 Résultats et discussion

### Détermination des cartes de TOC et HI initiaux

La procédure d'inversion décrite à la section précédente a été appliquée aux données de l'intervalle riche en matière organique de la formation Montney présentées ci-dessus. Le potentiel pétrolier initial calculé aux puits utilisés pour l'optimisation est présenté au tableau suivant :

Position en I	Position en J	$TOC_{OS}$ (gC/gRoche)	$HI_{OS}$ (mgHC/gC)	$TOC_{OC}$ (gC/gRoche)	$TOC_{PD}$ (gC/gRoche)	$HI_{PD}$ (mgHC/gC)
10	58	2.15	455	2.20	1.36	0
10	57	2.12	447	1.99	1.39	52
12	57	2.05	457	1.99	1.49	143
15	48	2.60	494	2.48	1.52	21
17	44	2.49	533	2.70	1.66	59
21	39	1.21	549	1.58	1.02	105
23	43	1.15	547	0.88	0.64	182

Tableau 5 : Tableau récapitulatif des potentiels pétroliers simulés, calculés et mesurés

Un indicateur classique est utilisé afin de se rendre compte de la qualité de la prévision du potentiel pétrolier initial effectuée. Il s'agit de l'écart au sens des moindres carrés entre les  $TOC_0$  simulés et calculés (équation 12). Les résultats obtenus avec le modèle inverse aboutissent à une valeur de 2 grammes de carbone par gramme de roche ce qui correspond à environ 10% des valeurs de TOC estimées (environ 2% de TOC), soit une valeur proche de l'incertitude sur la mesure. Les prévisions

## Détermination régionale de la richesse en matière organique d'une roche-mère

sont donc d'excellente qualité alors même que les données utilisées correspondent à des échantillons de maturité variable.

$$\text{Équation 12: } RMSD = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{nb\_puits} (TOC_{0S} - TOC_{0C})^2}{nb\_puits}}$$

Les résultats suggèrent que le potentiel pétrolier initial varie de 5g d'hydrocarbures par gramme de roche dans les zones les plus proximales jusqu'à près de 15g d'hydrocarbures par gramme de roche dans les zones les plus riches en matière organique. La figure 19 montre que les zones ayant les teneurs en carbone organique les plus élevées correspondent aux zones de bathymétrie moyenne (entre 60 et 100m), pour lesquelles la dégradation de la matière organique dans la colonne d'eau est faible, et à des taux de sédimentation de 50m/Ma, permettant une bonne préservation sans forte dilution. Les valeurs de HI semblent, elles, beaucoup plus homogènes sur l'ensemble du bassin. Les valeurs vont de 550 mg d'hydrocarbures par gramme de carbone dans le domaine proximal, où la dégradation a été la plus faible, jusqu'à 400 mg d'hydrocarbures par gramme de carbone dans la partie distale du bassin. Une zone très limitée du bassin profond présente des valeurs d'HI beaucoup plus faibles autour de 400 mg d'hydrocarbures par gramme de carbone (figure 20).

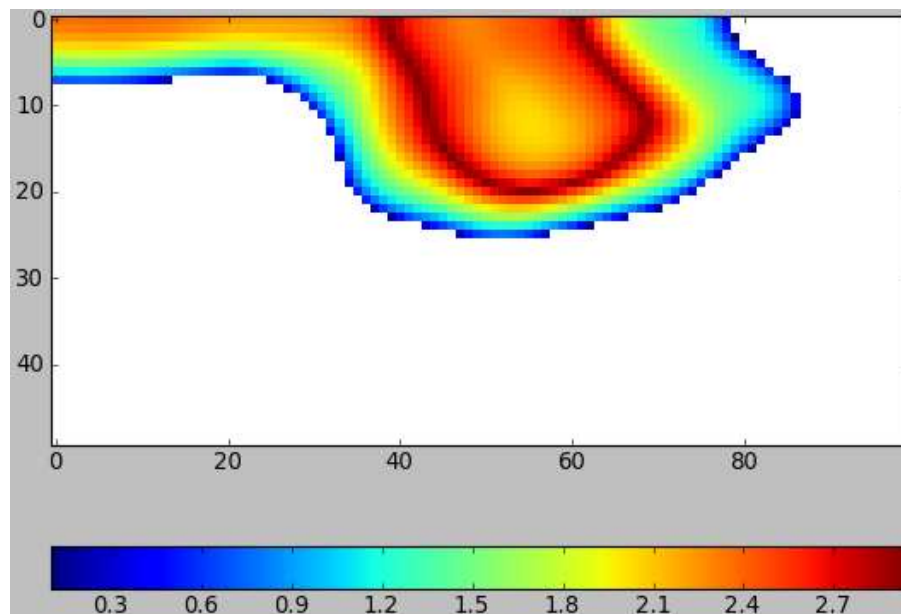


Figure 19:  $TOC_0$  simulé (% massique). La zone en blanc correspond à la partie du bassin située en domaine continental et pour laquelle il n'y a donc pas de dépôt de matière organique marine. Les axes correspondent aux indices des mailles (I en vertical et J en horizontal).

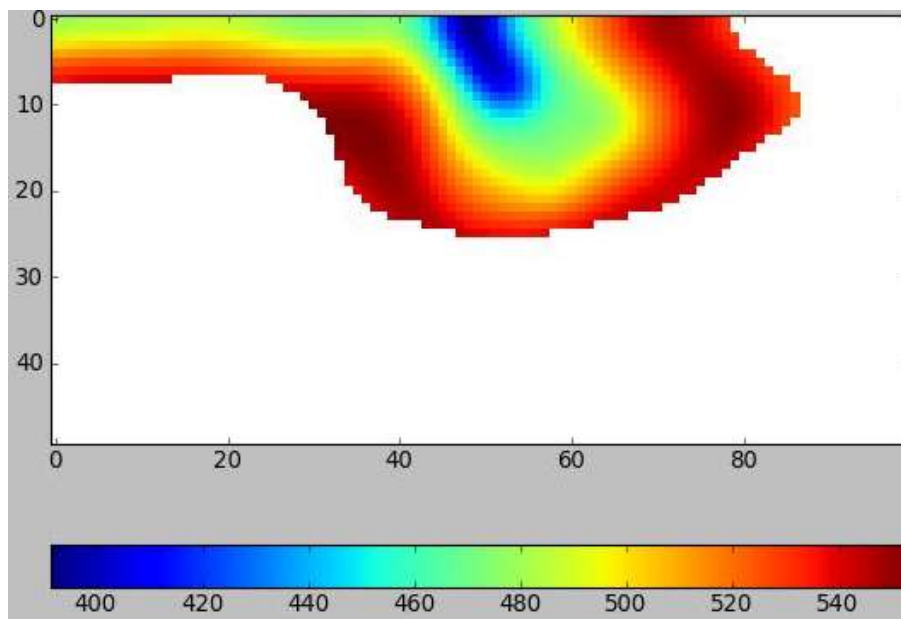


Figure 20:  $HI_0$  simulé (mg d'hydrocarbures /g de carbone). La zone en blanc correspond à la partie du bassin située en domaine continental, pour laquelle il n'y a donc pas de dépôt de matière organique marine. Les axes correspondent aux indices des mailles (I en vertical et J en horizontal).

#### Evaluation de la robustesse de la méthode

L'objectif étant de fournir une méthode d'estimation du potentiel pétrolier initial d'une roche-mère qui soit robuste et prédictive, la robustesse de la méthode est évaluée par validation croisée. Une partie des données de puits est conservée tandis que la modélisation inverse est réalisée sur les puits restants. Les puits mis de côté sont utilisés pour estimer la qualité de la prévision. Dans notre cas nous ne connaissons pas le véritable potentiel pétrolier aux puits. La comparaison est effectuée avec la valeur obtenue par la prévision utilisant l'ensemble des données disponibles.

Position en I	Position en J	$TOC_0$ simulé avec 7 puits	$HI_0$ simulé avec 7 puits	$TOC_0$ prédit avec 6 puits	$HI_0$ simulé avec 6 puits	Écart relatif de $TOC_0$ (%)
10	58	2,15	455	2,14	455	0,5
10	57	2,12	447	2,14	447	-0,9
12	57	2,05	457	2,06	457	-0,5
15	48	2,60	494	2,64	494	-1,5
17	44	2,49	533	2,44	533	2,0
21	39	1,21	549	1,19	549	1,7
23	43	1,15	547	1,16	547	-0,9

Tableau 6 : Comparaison des  $TOC_0$  et  $HI_0$  simulés obtenus avec 7 puits et des moyennes des  $TOC_0$  et  $HI_0$  prédits sur la base de 6 puits.

Les mesures correspondant à un puits sont d'abord laissées de côté et la modélisation inverse est réalisée avec le jeu de six puits restants. Cette opération est réalisée autant de fois que nous disposons de puits. Les résultats obtenus sont ensuite moyennés et synthésés au tableau 6.

## Détermination régionale de la richesse en matière organique d'une roche-mère

Une évaluation de la capacité prédictive du modèle est également effectuée sur le même principe qu'avec l'équation 13 en comparant les  $TOC_0$  obtenus avec 6 et 7 puits sur l'ensemble des procédures d'optimisation. La très faible erreur obtenue (0,3 gramme de carbone par gramme de roche) suggère que les résultats ne sont que très peu sensibles à une mesure en particulier et qu'ainsi la prévision ne dépend pas majoritairement d'un unique puits.

$$\text{Équation 13: } RMSD = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{nb\_puits} (TOC_{0S\_7\text{ puits}} - TOC_{0C\_6\text{ puits}})^2}{nb\_puits}}$$

Nous disposons, dans le cas du bassin ouest canadien, d'une quantité de données que les explorateurs de bassin pétrolier n'ont généralement pas à leur disposition. En effet, dans des bassins en domaine océanique, où la roche-mère est profonde, ou dans les bassins faiblement explorés, les données disponibles sont généralement en quantité bien plus réduite. Il est donc important de déterminer la capacité prédictive du modèle en se plaçant dans une situation où peu de données sont accessibles.

La procédure d'inversion est donc de nouveau utilisée mais avec les données issues d'un unique puits à chaque fois. Les valeurs aux six puits non utilisés sont comparées à celles prédites après extrapolation des résultats d'optimisation à l'ensemble du bassin. Dans ce cas les prévisions, bien que bonnes en regard de la quantité de données utilisées, sont nettement plus variables. Les cas les plus extrêmes sont présentés au tableau 7. Ils correspondent aux prévisions faites sur la base des puits (10,57), qui donnent presque les mêmes résultats que lorsqu'on utilise l'ensemble des puits, et du puits (21, 39), qui donnent des valeurs nettement plus éloignées (respectivement 0,7 et 10,5 grammes de carbone par gramme de roche d'erreur selon l'équation 14). On peut tout de même noter que la tendance reste similaire (les zones les plus riches en matière organique restent les mêmes). Cela signifie que la prévision reste au moins qualitativement correcte, ce qui peut déjà être une information très appréciable dans les premiers stades de l'exploration d'un bassin pétrolier. D'autant plus que même pour le puits fournissant les moins bonnes prévisions, les erreurs sur l'estimation du  $TOC_0$  sont d'environ 50% ce qui correspond à des intervalles d'incertitudes communément employés dans les analyses de risque faites en modélisation de bassin (ex : Bagirov et Lerche, 1999 ; Schwarzkopf, 1993).

Position en I	Position en J	$TOC_0$ prédit avec le puits (10,57) et erreur relative (%)	$TOC_0$ prédit avec le puits (21,39) et erreur relative (%)	$TOC_0$ prédit avec les puits (21,39) et (10,57) et erreur relative (%)	$TOC_0$ prédit avec les 7 puits
10	58	2,23 (3,7)	3,40 (58,1)	2,34 (8,8)	2.15
10	57	2,20 (3,8)	3,37 (59,0)	2,30 (8,5)	2.12
12	57	2,12 (3,4)	3,22 (57,1)	2,22 (8,3)	2.05
15	48	2,69 (3,5)	3,94 (51,5)	2,82 (8,5)	2.60
17	44	2,55 (2,4)	3,55 (42,6)	2,68 (7,6)	2.49
21	39	1,23 (1,7)	1,67 (38,0)	1,30 (7,4)	1.21
23	43	1,17 (1,7)	1,59 (38,3)	1,23 (7,0)	1.15

Tableau 7 : Comparaison entre le  $TOC_0$  et  $HI_0$  simulés avec 7 puits et ceux simulés avec 1 ou 2 puits

De plus, dès lors que l'on augmente le nombre de puits pris en compte dans la procédure d'inversion, la convergence vers les résultats de l'estimation utilisant l'ensemble des données accessible semble se faire rapidement (tableau 7).

$$\text{Équation 14: } RMSD = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{nb\_puits} (TOC_{0S\_7puits} - TOC_{0C\_1puits})^2}{nb\_puits}}$$

## 1.2.6 Synthèse

La méthode inverse se base sur les travaux préalables de Chauveau *et al.* (*in prep.*) qui décrivent les équations permettant d'estimer les quantités de matière organique déposées et préservées dans un bassin sédimentaire. Elle permet d'inverser les paramètres de géochimie et de biologie sur la base des données de puits de forage. Elle vise à rendre cohérentes les approches d'estimation du potentiel pétrolier régional initial d'un bassin sédimentaire génétique et par bilan carbone. Elle fournit enfin une estimation régionale du potentiel pétrolier initial en accord avec le modèle géologique fourni par le modélisateur de bassin et contrainte aux données de puits de forage.

Les tests effectués sur la roche-mère de la formation Montney dans le bassin ouest canadien ainsi que les validations croisées montrent que la méthode est robuste et prédictive même avec un nombre réduit de données de contrainte du modèle. En comparaison des méthodes telles que celles développées par Mann et Zweigel (2008) ou Chauveau *et al.* (*in prep.*), l'approche proposée présente l'avantage de n'utiliser que les connaissances et les données nécessaires à la construction de modèles de bassin et elle fournit quasi instantanément les données d'entrée nécessaires à ces derniers. En revanche, elle ne permet pas de prendre en compte l'ensemble des processus des modèles plus sophistiqués (transport de la matière organique, apport de matière organique terrestre, production primaire variable en espace...).

Cette méthode est ainsi particulièrement intéressante pour l'étude de bassins frontières pour lesquels on dispose de données de forage dans les roches-mères peu nombreuses. Pour certains bassins, il arrive même que l'on ne dispose d'aucune donnée. La méthode peut tout de même fournir des cartes probabilisées de potentiel pétrolier initial dans ce genre de situation. Pour ce faire, on utilise uniquement les données de bathymétrie et de vitesse de sédimentation et on balaie l'ensemble des couples ( $PP_0$ ,  $Ox_0$ ) physiquement acceptables (ex : méthode de Monte Carlo...). Par la suite l'obtention de données de puits permet de mieux contraindre les estimations et ainsi de réduire les incertitudes sur les prévisions.

La méthode présentée est proche de l'esprit de celle de Schwarzkopf (1993) mais en diffère dans le sens que cette dernière vise à étudier les incertitudes alors que notre approche est principalement une méthode inverse. Il est d'ailleurs à noter que la méthode se contente actuellement de sélectionner le couple ( $PP_0$ ,  $Ox_0$ ) qui permet de reproduire le mieux l'ensemble des données disponibles. Il est envisageable d'utiliser une optimisation bayésienne qui calcule une vraisemblance pour chacun de ces couples de valeurs et permette ainsi d'estimer l'incertitude sur la prévision du potentiel pétrolier dans le bassin.

Une perspective d'amélioration des estimations obtenues avec cette nouvelle méthode réside dans la prise en compte des variations régionales de productivité primaire. Pour conserver la philosophie de la méthode, la difficulté consistera alors à estimer cette variation régionale en fonction des connaissances, compétences et données accessibles aux modélisateurs de bassin. De même, afin d'aider le modélisateur de bassin dans des contextes plus variés, il faudrait être en mesure de faire le même type d'estimation pour les roches-mères terrestres telles que les charbons, les roches-mères lacustres et de prendre en compte les apports de matière organique terrestre dans les domaines océaniques.

## 2 Nouveaux outils pour l'analyse de sensibilité et de risques

---

L'exploration pétrolière se base sur des données très parcellaires et difficiles à interpréter à l'échelle d'un bassin sédimentaire (carottes, cuttings, affleurements...) ainsi que sur des informations indirectes (enregistrement sismique, suintements de fluides en surface...) qui rendent les analyses de systèmes pétroliers complexes et les résultats incertains. Elle fait également appel à des investissements financiers très importants (plusieurs milliards d'euros). Les taux de succès de forages pétroliers d'exploration varient entre 10 et 20% pour les zones vierges d'exploration et peuvent monter jusqu'à 30% pour des bassins sédimentaires mieux connus. Les coûts de forages varient, eux, de quelques millions à plusieurs dizaines de millions d'euros par puits. L'estimation des risques de succès dans la phase d'exploration est donc essentielle pour les prises de décision d'investissements dans un portfolio de prospects pétroliers.

Les années 80 ont vu la formalisation du concept de système pétrolier (ex : Dow, 1972 ; Perrodon, 1980 ; Demaison, 1984) qui réunit l'ensemble des éléments et des mécanismes aboutissant à des accumulations d'hydrocarbures dans les bassins sédimentaires. L'estimation des risques exploratoires requiert la prise en compte des incertitudes qui affectent la connaissance du bassin sédimentaire. Concrètement, les explorateurs pétroliers segmentent l'étude des risques liés à la découverte d'un nouveau prospect, supposés indépendants, en plusieurs études portant sur les éléments du système pétrolier (présence et efficacité). Il s'agit notamment d'étudier la probabilité de présence d'un réservoir, de présence d'un piège, de l'existence d'une charge en hydrocarbures et de l'accumulation effective des hydrocarbures dans le piège (ex : CCOP, 2000 ; SPE, 2001). Ces différentes analyses indépendantes sur le fonctionnement et la mise en place d'un système pétrolier sont très souvent présentées sous formes de cartes. Elles se basent sur l'analyse des environnements de dépôts sédimentaires (Gross Depositional Environment Maps, GDE) issue de l'interprétation des données de puits et de sismique. Ces cartes de risques individuels (Component Common Risk Segment Maps, CRS maps) sont ensuite combinées pour déterminer et cartographier, à l'échelle du bassin sédimentaire, le risque exploratoire global (ex : Le Guerroué *et al.*, 2016).

Ce chapitre présente de nouveaux outils permettant à la fois d'intégrer la modélisation de bassin au sens large dans ce type d'approche et d'approfondir l'analyse et la compréhension des risques liés à l'exploration pétrolière. On présente ainsi dans une première partie des travaux permettant de cartographier et ainsi de mieux comprendre l'influence des paramètres de modélisation sur la probabilité de présence d'un réservoir pétrolier. L'approche proposée est illustrée sur un modèle stratigraphique synthétique du Golfe du Mexique réalisé avec DionisosFlow, logiciel développé à IFPEN. Une seconde partie décrit une méthode permettant d'obtenir des cartes de type CRS pour deux types de risques : le risque de présence d'un réservoir dans le Golfe du Mexique et le risque sur la maturité d'une roche-mère dans le bassin du Levant.

## 2.1 Analyse de sensibilité à l'échelle régionale

### 2.1.1 Contexte

L'un des grands défis actuels de l'exploration pétrolière concerne le renouvellement des réserves en hydrocarbures par la découverte de nouveaux champs pétroliers. Les concepts de la stratigraphie sismique et séquentielle (e.g. *Vail et al.*, 1977, *Catuneanu et al.*, 2009), très utilisés dans les procédures d'exploration pétrolière, sont très utiles pour analyser la dynamique des bassins sédimentaires à l'origine de la distribution des réservoirs pétroliers. Cependant, ils sont souvent limités à des études en deux dimensions et à des approches qualitatives. Depuis les années 1970 (e.g. *Harbaugh et Bonham-Carter*, 1970 ; *Merriam*, 1972), des outils de modélisation stratigraphique ont été conçus afin de reconstruire de manière dynamique l'histoire des bassins sédimentaires, d'améliorer la compréhension des processus physiques en lien avec la sédimentation, le climat et la tectonique et de prévoir la distribution des propriétés lithologiques notamment dans les réservoirs, les couvertures et les roches mères (ex : *Granjeon et Joseph*, 1999 ; *Mann et Zweigel*, 2008 ; *Chauveau et al.*, 2014). Ces modèles sont de plus en plus utilisés par l'industrie pétrolière car ils participent à l'amélioration de l'interprétation des données géologiques, fournissent un moyen de tester de manière quantitative le rôle des différents mécanismes impliqués dans les processus de sédimentation, permettent de prévoir et d'extrapoler des résultats dans des zones mal contraintes, favorisent l'interdisciplinarité, mettent en évidence des résultats parfois peu intuitifs et aident à illustrer les concepts géologiques imaginés par les explorateurs. Ces outils jouent donc un rôle majeur dans la découverte de nouvelles opportunités dans des zones frontières telles que les formations sous salifères, les dépôts marins profonds, ou les piémonts.

Le recours à des modèles numériques permet généralement une prise en compte des incertitudes plus aisée et plus quantitative. Les analyses de sensibilité et d'incertitudes sont ainsi couramment utilisées dans les études de modélisations de bassin ou de modélisation stratigraphique. Elles restent toutefois manuelles et sont très souvent cantonnées au test de valeurs et de scénarios extrêmes (ex : *Burgess*, 2006 ; *Csato et Granjeon*, 2013). Au mieux sont-elles basées sur des méthodes de Monte Carlo qui requièrent plusieurs milliers de simulations, les rendant inadaptées aux besoins de l'industrie du fait de la durée des simulations (*Lothe*, 2005 ; *Falivene*, 2012 ; *Tommeras*, 2016). On voit toutefois croître l'intérêt pour des outils permettant de traiter rigoureusement ce sujet, d'une part afin de mieux comprendre les modèles et la physique, et d'autre part afin d'obtenir des représentations statistiques permettant une amélioration de la capacité prédictive des modèles.

La plupart des outils disponibles pour la prise en compte des incertitudes portent sur des résultats de modélisation scalaires (volume d'un réservoir, quantité d'hydrocarbures produite par une roche mère...). Ces approches ont ouvert la voie à la prise en compte des incertitudes en modélisation de bassin mais ne couvrent pas encore l'essentiel des besoins. En effet, de nombreuses méthodes d'analyse en exploration, notamment pour l'estimation des risques exploratoires, reposent sur l'interprétation de cartes (CRS maps) ou de courbes (ex. : évolution de la pression le long d'un futur puits de forage pour prévenir les risques d'explosion).

Nous proposons donc d'utiliser une méthode alternative permettant des interprétations robustes des incertitudes liées aux modèles de bassins sur la base d'un nombre réduit de simulations en comparaison avec des approches de type Monte Carlo. La méthode se base sur les travaux de *Feraille et Marrel* (2012) qui utilisent des méta-modèles afin d'approcher les valeurs d'intérêt du simulateur. La méthode consiste à utiliser des fonctions analytiques pour estimer les résultats du simulateur dans l'espace d'incertitude sur la base de quelques résultats de simulation. Lorsque ces méta-modèles représentent de manière convenable les résultats du simulateur, il devient possible de les utiliser pour la quantification des incertitudes (ex : *Bouquet*, 2013). Cette approche a, par la suite, été étendue à l'étude de résultats de simulation plus complexes tels que des cartes et des courbes (*Marrel et Perrot*, 2012; *Douarche et al.*,



2014; Marrel *et al.*, 2015). C'est cette dernière possibilité que nous allons illustrer sur des problématiques d'exploration pétrolière. Elle a également été récemment mise en œuvre par Bruneau (2016) pour l'analyse des mécanismes régissant la distribution de la matière organique dans le bassin de Paris.

Pour une meilleure compréhension des travaux réalisés, on présente d'abord sommairement les fondements mathématiques des méthodes utilisées pour le traitement des incertitudes sur des sorties fonctionnelles de simulation telles que des cartes. Le potentiel de la méthode est par la suite illustré par une application sur la détermination de l'influence spatiale des différents processus à l'œuvre dans la distribution des réservoirs pétroliers d'un intervalle stratigraphique du Golfe du Mexique.

## 2.1.2 Méthode de quantification des incertitudes sur des cartes

### Approche par modèles proxy

Le modèle analytique approchant la réponse du simulateur  $y$ , également appelé méta-modèle, modèle proxy ou surface de réponse, est construit à partir d'une base d'apprentissage de quelques simulations. Le nombre de ces simulations va dépendre du nombre de paramètres incertains intégrés dans l'étude et de la complexité de la réponse. Ce modèle analytique peut être construit sur une base polynomiale, par réseau de neurones ou par des processus gaussiens. Cette dernière approche est utilisée pour la construction de nos méta-modèles (se référer à Sacks *et al.* (1989) ou Forrester et Keane (2009) pour plus de détails).

Du fait de la topographie et des mécanismes en jeu, les paramètres incertains d'un modèle stratigraphique vont avoir des effets sensiblement différents dans les différentes zones d'un même bassin sédimentaire. Ces différents effets peuvent être déterminés par la construction d'un méta-modèle dans chacune des cellules du modèle. Cette manière de procéder ne permet toutefois pas de tenir compte de l'environnement immédiat de chaque cellule considérée et se révèle coûteuse en temps de calcul et en mémoire (une carte compte en général entre 2500 et 250000 cellules). La méthode utilisée ici, et reprise de Marrel et Perrot (2012) et de Douarche *et al.* (2014), consiste à réaliser une analyse en composantes principales des cartes résultant des quelques simulations réalisées afin de réduire le nombre de modèles proxy à construire. Dans cette analyse en composantes principales, les mailles jouent le rôle des individus et les simulations celui des variables. Les principes de la méthode mathématique utilisée sont brièvement rappelés avant qu'elle ne soit appliquée à une représentation synthétique du Golfe du Mexique.

### Analyse en composantes principales des cartes résultats

On considère ici une propriété d'intérêt  $y(u, \theta)$  dépendant de la position dans l'espace  $u$  et d'un ensemble de paramètres incertains  $\theta$ . La décomposition de Karhunen-Loève (Loève, 1978) permet de caractériser  $y(u, \theta)$  par une suite de fonctions du type:

$$\text{Équation 15: } y(u, \theta) = \sum_{k=1}^{\infty} \alpha_k(\theta) \phi_k(u)$$

où les fonctions  $\phi_k(u)$  forment une base orthonormale et où les  $\alpha_k(\theta)$  sont les coefficients de projection sur cette base. Les fonctions de base sont orthogonales et triées par ordre décroissant de variance expliquée de la réponse. Cette décomposition revient donc à définir de nouvelles variables décorrélatées  $\alpha_k$ . Ces composantes vont être approchées par des méta-modèles de type processus gaussiens car en pratique, on ne connaît pas la forme analytique de la réponse.

Un échantillon d'apprentissage de taille  $n$ ,  $(\theta_i)_{i=1 \dots n}$ , est généré en utilisant une méthode d'hypercube latin (McKay *et al.*, 1979). Avec cette approche les paramètres varient de manière simultanée et une bonne couverture de l'espace d'incertitude est assurée. On simule alors les réponses d'intérêt

correspondantes ( $y(u, \theta_i)_{i=1\dots n}$ ) dans chacune des  $N$  mailles du modèle. On utilise ensuite cet échantillon des réponses du simulateur pour réaliser la décomposition Karhunen-Loève de la sortie, ce qui revient à faire une analyse en composantes principales (ACP). Pour chaque élément de l'échantillon, on a donc :

$$\text{Équation 16: } y(u, \theta_i) = \sum_{k=1}^M \hat{\alpha}_k(\theta_i) \hat{\phi}_k(u)$$

où les  $\hat{\phi}_k$  sont les estimations des fonctions de base qui correspondent aux composantes principales de l'ACP et les  $\hat{\alpha}_k$  sont les estimations des coefficients de projection sur cette base. La décomposition linéaire est ici finie, avec  $M$  termes ( $M \leq N$ ). En pratique, cette décomposition peut être « compressée », dans le sens où on ne garde qu'un nombre  $m$  limité, de fonctions de base qui capturent l'essentiel de la variance de la réponse :

$$\text{Équation 17: } y(u, \theta_i) \approx \sum_{k=1}^m \hat{\alpha}_k(\theta_i) \hat{\phi}_k(u)$$

$m$  est choisi de telle sorte que la combinaison linéaire en résultant corresponde à un pourcentage donné de la variance totale de la réponse de l'échantillon. En pratique, on cherche en général à reproduire 90 à 95% de la variance. Si la variance totale de l'échantillon n'est pas conservée, le modèle approché de  $y$  ne reproduira pas exactement les valeurs simulées ( $y(u, \theta_i)_{i=1\dots n}$ ) aux points de l'échantillon ( $\theta_i)_{i=1\dots n}$  (équation 17).

La construction du méta-modèle pour chaque fonction  $\hat{\alpha}_k(\theta)_{k=1\dots m}$  à partir des valeurs de l'échantillon  $(\theta_i, \hat{\alpha}_k(\theta_i))_{i=1\dots n}$  se fait ensuite par processus gaussiens comme expliqué précédemment. Le méta-modèle  $y^*$  de la sortie d'intérêt s'écrit alors, pour toute valeur des paramètres  $\theta$  :

$$\text{Équation 18: } y^*(u, \theta) = \sum_{k=1}^m \hat{\alpha}_k(\theta) \hat{\phi}_k(u)$$

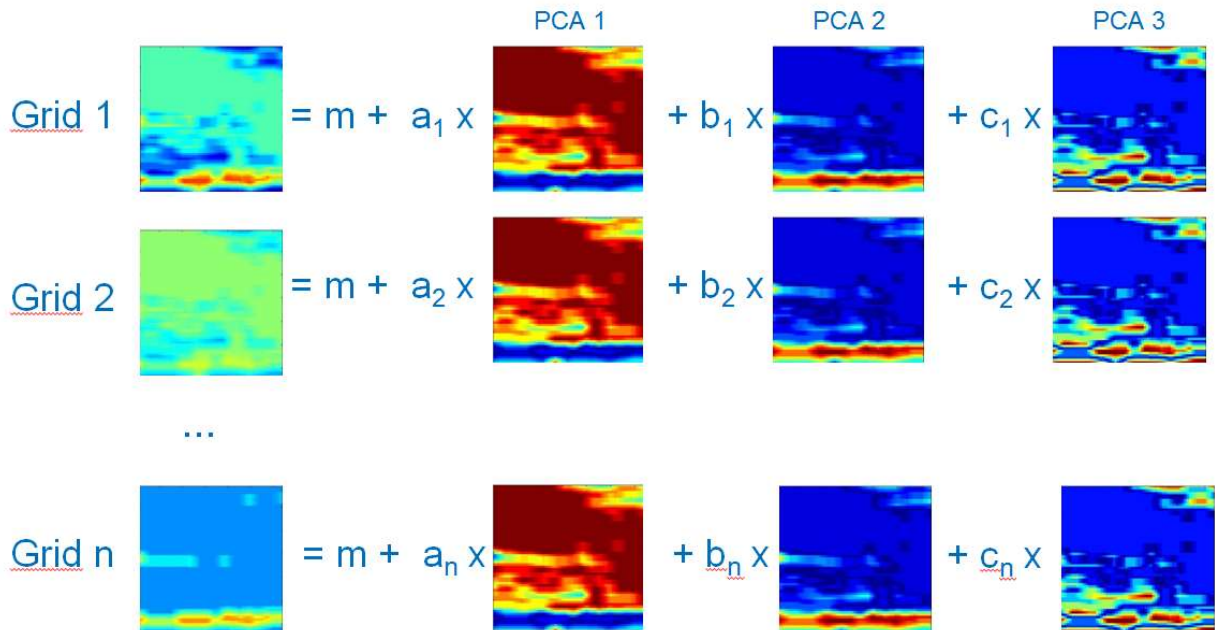


Figure 21 : Exemple de modèle approché où les réponses sont déterminées à partir de 3 composantes. Une surface de réponse (ou proxy) relie les valeurs des paramètres  $\hat{\alpha}_k$  aux valeurs des paramètres incertains  $\theta$  (Gervais et al., 2016).

*Détermination de la qualité du méta-modèle*

Le méta-modèle obtenu peut ensuite être contrôlé par différentes approches. Tout d'abord, on peut regarder l'erreur aux points de l'échantillon en lien avec la troncature de la base ( $Q2(troncature)$ ). On peut également regarder la qualité de la prévision obtenue dans chaque maille pour la propriété d'intérêt sur un ensemble de simulations indépendantes de celles utilisées pour construire les surfaces de réponse ( $Q2(confirmation)$ ). Ces deux critères de qualité sont utilisés par la suite pour estimer la qualité des méta-modèles générés :

$$\text{Équation 19: } Q2(troncature) = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y(u, \theta_i) - y^*(u, \theta_i))^2}{\sum_{i=1}^n (y(u, \theta_i) - \bar{y}(u))^2}$$

$$\text{Équation 20: } Q2(confirmation) = 1 - \frac{\sum_{i=1}^m (y(u, \theta_i) - y^*(u, \theta_i))^2}{\sum_{i=1}^m (y(u, \theta_i) - \bar{y}(u))^2}$$

où  $\bar{y}$  représente la moyenne de  $y$  sur l'échantillon et où  $m$  correspond à la taille d'un échantillon de simulations supplémentaires, non utilisé pour la détermination des méta-modèles. On peut remarquer que plus un critère de qualité  $Q2$  est proche de 1 et plus l'erreur est faible. Un modèle est généralement considéré comme prédictif lorsque les valeurs de  $Q2$  sont supérieures à 0,9. Une fois obtenu un modèle prédictif de la propriété d'intérêt, il est possible de l'utiliser pour réaliser par exemple :

- des propagations d'incertitudes : calcul de la réponse prédite pour un large échantillon des paramètres selon leur distribution *a priori*. Cette utilisation des méta-modèles est illustrée dans la section suivante pour l'obtention des cartes de probabilités.
- des analyses de sensibilité, notamment quantitatives avec l'estimation des indices de Sobol (GSA).

**Analyse de sensibilité par décomposition de la variance**

Sobol (1993) a proposé une approche de décomposition de la variance basée sur la somme des contributions des différents paramètres d'entrée du modèle. Elle a ensuite été formalisée et étendue par Saltelli et al. (1999; 2002; 2010). Elle est particulièrement intéressante car elle permet de mesurer la sensibilité sur l'ensemble de l'espace d'incertitude (méthode globale), elle s'applique à des réponses non-linéaires et permet de mesurer les effets d'interaction entre les paramètres.

Avec cette approche la réponse d'intérêt est vue comme une boîte noire qui peut se décomposer sous la forme suivante :

$$\text{Équation 21: } y(u, \theta) = f_0(u) + \sum_{i=1}^d f_i(u, \theta_i) + \sum_{i<j}^d f_{ij}(u, \theta_i, \theta_j) + \dots + f_{1,2,\dots,d}(u, \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_d)$$

où  $f_0$  est une constante et  $f_i$  est une fonction de  $(u, \theta_i)$ , etc. L'ensemble des fonctions  $f_i$  forme une base orthogonale. Ceci conduit à exprimer les termes de la décomposition sous la forme suivante:

$$\text{Équation 22: } Var(y) = \sum_{i=1}^d Var_i + \sum_{i<j}^d Var_{ij} + \dots + Var_{1,2,\dots,d}$$

Où l'on voit apparaître l'effet de la variation de  $\theta_i$  seul (appelé effet principal de  $\theta_i$ ), et les effets couplés (effets d'interaction). L'Équation 23 illustre cette décomposition dans le cas d'une étude à deux paramètres.

Équation 23: 
$$1 = \frac{Var(f_1)}{Var(y)} + \frac{Var(f_2)}{Var(y)} + \frac{Var(f_{1,2})}{Var(y)} = S_1 + S_2 + S_{1,2}$$

En prenant un exemple avec  $d = 2$  et en normalisant l'expression précédente par  $Var(y)$ , on fait apparaître une mesure (indices de Sobol) de la sensibilité de la réponse aux variations des paramètres d'entrée. Les indices de premiers ordres,  $S_i$ , correspondent aux effets dits principaux des paramètres (effets de leur seule variation). L'effet total des paramètres est la deuxième mesure couramment utilisée. Elle caractérise l'effet de la variation de  $\theta_i$  en incluant l'ensemble de ses interactions avec les autres paramètres. On peut donc noter que la somme des effets totaux sera généralement supérieure à 1 car les effets d'interaction sont ajoutés à chacun des paramètres.

Dans la pratique les indices de sensibilités ne sont pas calculés analytiquement mais sont estimés par des méthodes de type Monte Carlo. Dans notre cas, l'approche suivie consiste à appliquer la méthode de Monte-Carlo sur le méta-modèle préalablement déterminé sur la base de processus gaussiens (Sudret 2008; Petropoulos et al., 2009). On obtient alors un résultat qui permet de cartographier l'influence des paramètres incertains du modèle et de la relier à la morphologie du bassin sédimentaire. C'est ce qui est illustré sur un cas synthétique du Golfe du Mexique dans la suite de ce travail.

### 2.1.3 Application à un intervalle sédimentaire du Golfe du Mexique

#### Modèle synthétique du Golfe du Mexique

L'outil de modélisation stratigraphique utilisé dans cette étude est DionisosFlow (Granjeon et Joseph, 1999), développé par IFPEN. La méthode d'estimation de la sensibilité du modèle est illustrée sur un cas synthétique en trois dimensions inspiré du Golfe du Mexique initialement présenté par Burgess *et al.* (2006).

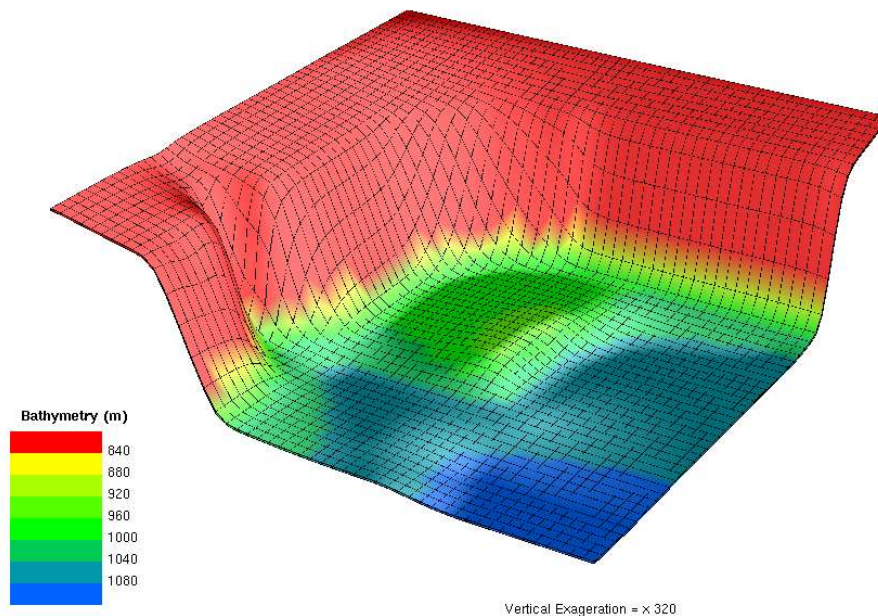


Figure 22 : Bathymétrie initiale du modèle synthétique du Golfe du Mexique. Le modèle a une résolution de 20kmx20km sur un domaine de 1000km x 1000km (Burgess et al., 2006). Le modèle décrit une zone de plateau continental suivie de fortes pentes jusqu'au bassin profond et un bassin présentant quelques reliefs reliés au plateau continental par des canyons sous-marins. Les apports sédimentaires proviennent de la marge nord-ouest, alimentée par le Mississippi.

Le modèle représente une marge passive sur un domaine de 1000km x 1000km. Le modèle décrit une zone de plateau continental suivie de fortes pentes jusqu'au bassin profond et un bassin présentant quelques reliefs reliés au plateau continental par des canyons sous-marins. La bathymétrie initiale du modèle est illustrée à la figure 22. Le domaine simulé est discrétisé en 50 x 50 cellules de 20km de résolution. Le remplissage sédimentaire du bassin est assuré par une source importante de sédiments de 50km de large (représentative du delta du Mississippi) sur la marge continentale nord-ouest du bassin. L'apport sédimentaire est un mélange de sable et d'argile considéré constant sur la durée de la simulation. La simulation rend compte de l'évolution du bassin sur une durée de 3 millions d'années par pas de temps successifs de 0,2 millions d'années. La distribution des sédiments dans le bassin est assurée par les mécanismes de transport diffusif. Les variations du niveau de la mer sont supposées sinusoïdales. La subsidence du bassin est supposée constante dans le temps. Nous ne présentons pas l'analyse stratigraphique des résultats du modèle de référence, décrits en détail par Burgess *et al.* (2006).

Afin de faciliter l'interprétation des résultats, les incertitudes sur le modèle n'ont pas été définies sur des paramètres mais sur des phénomènes physiques pouvant regrouper plusieurs paramètres. Il apparaît en effet plus intuitif de raisonner à l'échelle d'un processus physique (ex : transport plus ou moins efficace) qu'à l'échelle du paramètre contrôlant le processus physique (ex : coefficient de diffusion gravitaire du sable en domaine marin). Les incertitudes définies dans l'étude ont été choisies pour être représentatives des trois grands processus mis en jeu dans un modèle stratigraphique : l'apport de sédiments, leur transport et la dynamique de l'espace disponible (accommodation) pour leur dépôt (tableau 8).

Paramètres ou processus incertains		Valeur minimale	Valeur maximale
<b>Accommodation</b>	Variation eustatique – Période (Ma)	0.5	2
	Variation eustatique – Amplitude (m)	5	50
	Taux de subsidence (m/Ma)	25	75
<b>Apports</b>	Apports sédimentaires (km <sup>3</sup> /Ma)	20000	80000
	Qualité de la source (% sable)	10	40
	Décharge fluviale (%)	50	200
<b>Transport des sédiments</b>	Coefficient de référence (km <sup>2</sup> /ka) - Diffusion du sable par flux d'eau en domaine marin	0.5	2
	Ratio d'efficacité de transport continental/marin (-)	50	100
	Ratio d'efficacité de transport argile/sable (-)	1.5	4.5

Tableau 8 : Ensemble des 9 paramètres incertains utilisés dans l'étude avec leurs intervalles de variation. Les incertitudes ont été choisies pour être représentatives des trois grands processus mis en jeu dans un modèle stratigraphique : l'apport de sédiments, leur transport et la dynamique de l'espace disponible pour leur dépôt.

L'incertitude sur la dynamique du bassin est prise en compte au travers de trois paramètres : l'amplitude et la périodes des variations eustatiques et le taux de subsidence. L'incertitude sur les apports sédimentaires est caractérisée par des variations des décharges fluviales dans le bassin, par la variation des apports sédimentaires ainsi que par la qualité de ces derniers (plus ou moins sableux). Enfin, les

incertitudes liées aux mécanismes de transport ont été largement remaniées par rapport à l'étude initiale de Burgess *et al.* (2006). Plutôt que de faire porter l'incertitude sur les coefficients de diffusion, trois paramètres de contrôle du transport ont été définis :

- 1- un coefficient de diffusion de référence (ici le coefficient de diffusion des sables par les flux d'eau en domaine marin),
- 2- un ratio permettant de contrôler la différence d'efficacité de transport entre les sédiments grossiers (sable) et les sédiments fins (argile),
- 3- un ratio permettant de contrôler la différence d'efficacité de transport entre les domaines marin et continental.

Cette approche permet d'une part d'assurer la cohérence entre les mécanismes de transport dans les différents domaines du bassin et pour les différents types de sédiments, et d'autre part de réduire le nombre de paramètres incertains (et donc le nombre de simulations à réaliser pour obtenir le méta-modèle). Elle permet également de faire porter l'incertitude sur des processus physiques plutôt que sur des paramètres indépendants, ce qui rend son interprétation plus aisée. Les intervalles d'incertitudes des neuf paramètres ou processus sélectionnés sont synthétisés au tableau 8.

La présence effective d'un réservoir fait partie des risques majeurs pris en compte dans les analyses de risques en exploration pétrolière. L'étude se focalise ainsi sur l'analyse de sensibilité du modèle sur la distribution des réservoirs dans le bassin. Ils doivent constituer un volume suffisamment grand pour être rentables et justifier les importants investissements financiers nécessaires à leur exploitation. Dans le modèle, les zones constituant des réservoirs seront donc définies à partir de l'épaisseur de sédiments et de la proportion de sable dans cette épaisseur. DionisoFlow ne fournit pas d'interprétation des résultats de simulation en termes d'éléments du système pétrolier, il se contente de fournir des résultats stratigraphiques bruts (distribution des classes de grains, profondeur de dépôt, flux d'eau dans la zone de dépôt...). Afin d'examiner l'effet des incertitudes du modèle sur la distribution des réservoirs, nous étudions leur sensibilité à la distribution de l'épaisseur de dépôt sédimentaire et à leur teneur en sable.

Comme décrit dans la présentation mathématique de la méthode, un ensemble de simulations d'apprentissage est nécessaire à la construction du méta-modèle utilisé pour les analyses de sensibilité. En plus de cet ensemble d'apprentissage, il est recommandé d'utiliser un ensemble indépendant de simulations pour déterminer la qualité du méta-modèle. Afin d'étudier le nombre de simulations d'apprentissage requis pour l'obtention d'un méta-modèle de bonne qualité, plusieurs lots de simulations d'effectif croissant sont utilisés : 30, 60, 90 et 120 simulations d'apprentissage. L'ensemble des simulations de contrôle, identique pour tous les lots testés comporte 50 simulations.

## 2.1.4 Résultats et discussion

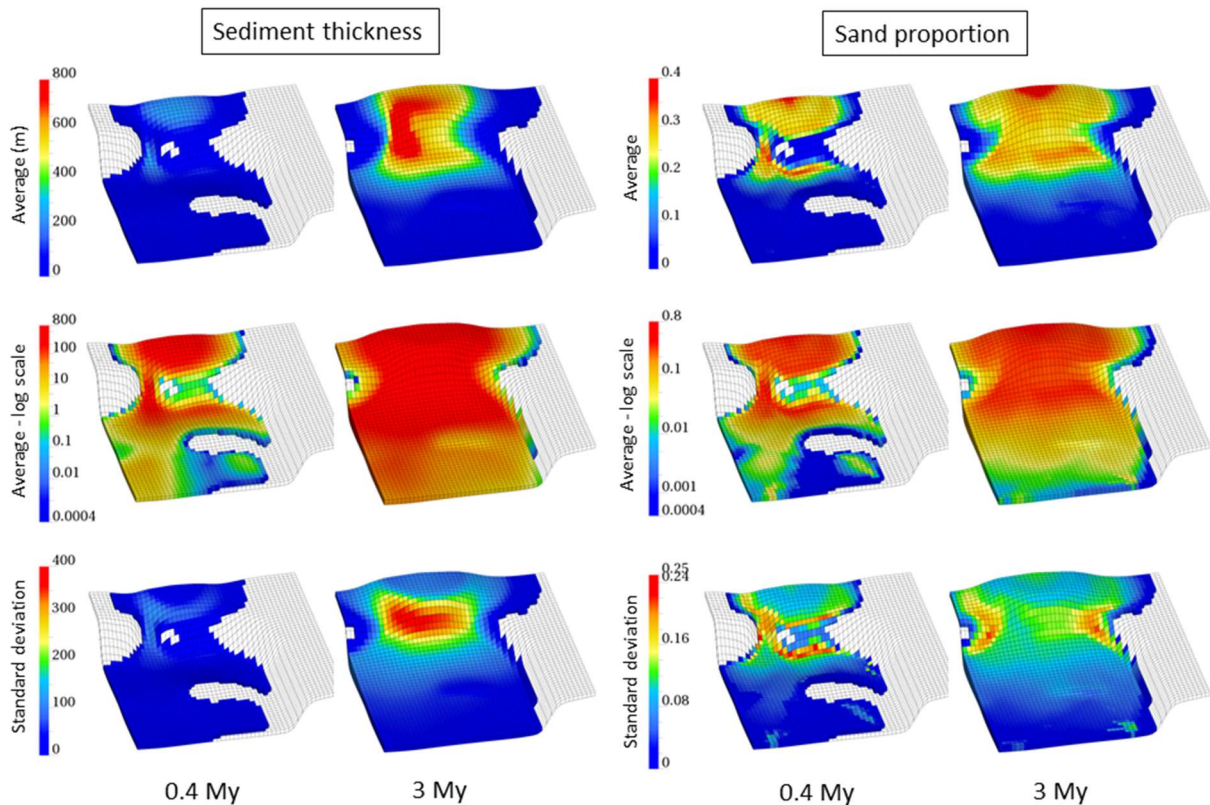


Figure 23 : Moyenne (haut), moyenne en échelle log (centre) et écart-type (bas), déterminés sur l'échantillon de 50 simulations de contrôle, pour l'épaisseur de sédiments (à gauche) et la proportion de sable (à droite) après 0,4 et 3Ma. Les cellules en gris correspondent à des zones sans dépôt sédimentaire.

La moyenne et la variance des épaisseurs sédimentaires et de la proportion de sable pour l'échantillon de simulation de contrôle sont illustrés à la figure 23. Les sédiments sont principalement déposés dans le delta. Le reste des sédiments est ensuite canalisé par le canyon sous-marin qui les redistribue dans le bassin profond principalement au pied de la marge continentale. Les résultats après 3Ma montrent que le canyon se remplit et que d'importants dépôts sédimentaires sont enregistrés le long de la marge nord-ouest du bassin, dans le prolongement du delta et de la source de sédiments. Les zones les plus sableuses sont le centre du delta et les pieds de pentes, qui correspondent aux zones de plus forte énergie où les argiles, plus fines que les sables, peuvent moins facilement se déposer. Les zones les moins riches en sables sont principalement localisées dans les parties distales et sur les bords du delta.

Pour chaque ensemble de simulations d'apprentissage, la base de vecteurs résultant de l'analyse en composantes principales a été tronquée de sorte d'expliquer au moins 98% de la variance des sorties d'intérêt (cf. Analyse en composantes principales des cartes résultats). La qualité des méta-modèles est ensuite calculée en utilisant l'ensemble des 50 simulations de contrôle. Les cartes de qualité qui en résultent sont présentées à la figure 24.

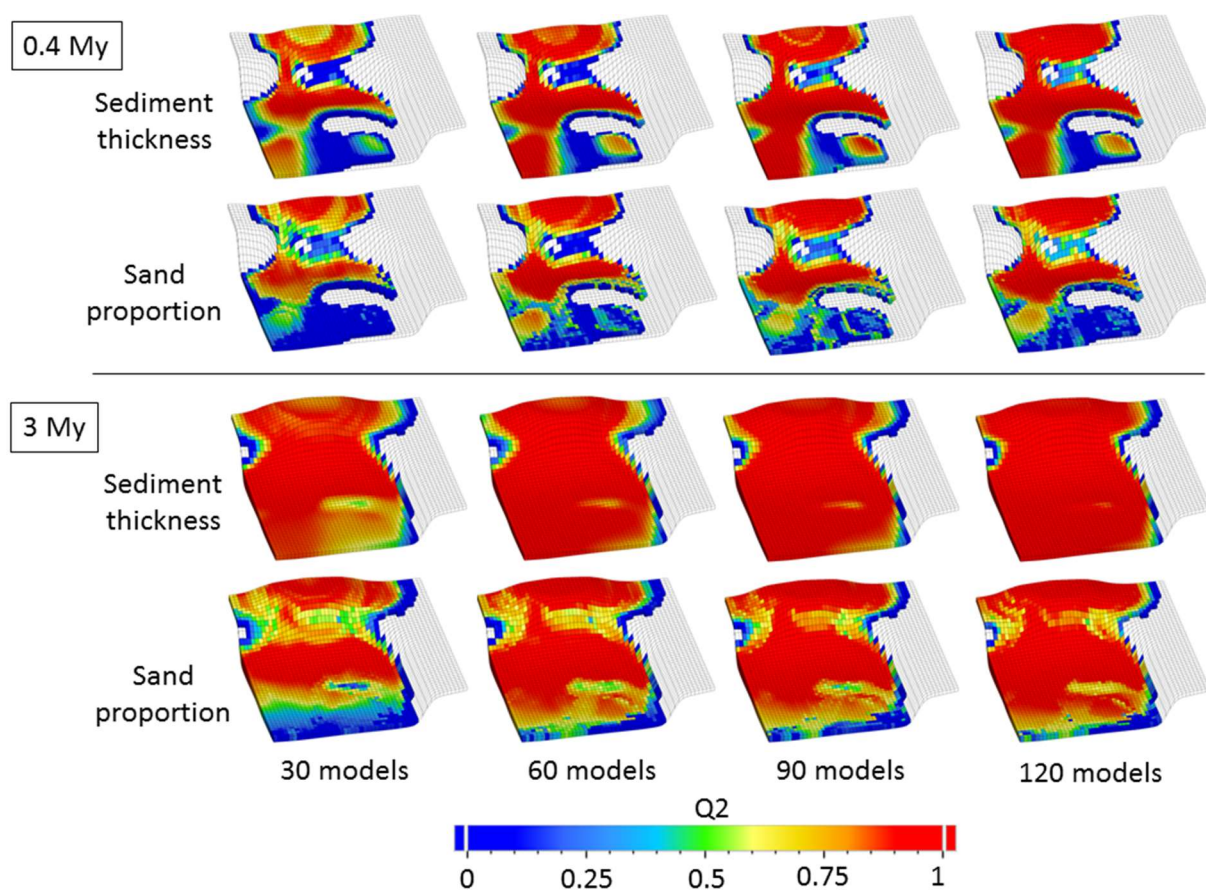


Figure 24 : Valeurs de  $Q2$  calculées pour les ensembles d'apprentissage de 30, 60, 90 et 120 simulations pour les épaisseurs de sédiments et la proportion de sable.

Plusieurs enseignements peuvent être tirés de ces résultats. Il est d'abord évident que la qualité du méta-modèle augmente avec le nombre de simulations d'apprentissage. Toutefois la qualité du méta-modèle est déjà relativement bonne avec l'ensemble d'apprentissage le plus petit. Il est d'ailleurs intéressant de remarquer que la qualité du modèle est très bonne ( $>0,9$ ) dans les zones où les dépôts sédimentaires et la variance de la réponse d'intérêt sont les plus importants comme le delta et les pieds de pente (cf. figure 23). Même lorsque le nombre de simulations dans l'ensemble d'apprentissage est faible ( $\sim 3$  fois le nombre de paramètres incertains), la qualité du modèle est très bonne dans les zones plus intéressantes pour l'analyse de sensibilité (zones avec des dépôts sédimentaires et présentant une forte variation des résultats). L'augmentation de la taille de l'ensemble d'apprentissage permet donc principalement d'améliorer la qualité du modèle dans les zones de faible variance et moins concernées par les mécanismes de sédimentation. On peut enfin noter que l'épaisseur de sédiments semble plus facile à prévoir que la distribution de sable. Cette observation peut être reliée au fait que la morphologie du bassin contrôle certainement plus fortement la distribution des épaisseurs de sédiment que la proportion de sable.

La qualité de la prévision des méta-modèles obtenus est également illustrée au travers de la figure 25 qui permet de comparer la prévision obtenue sur la base du méta-modèle aux résultats du modèle DionisosFlow pour les valeurs des paramètres incertains correspondant à l'une des simulations de contrôle. Il apparaît clairement que le méta-modèle est capable de reproduire les grandes tendances des résultats de DionisosFlow même avec le plus réduit des ensembles d'apprentissage. L'augmentation de la qualité de la prévision est principalement visible sur les limites de dépôts sédimentaires qui correspondent aux zones de plus faibles sédimentations.



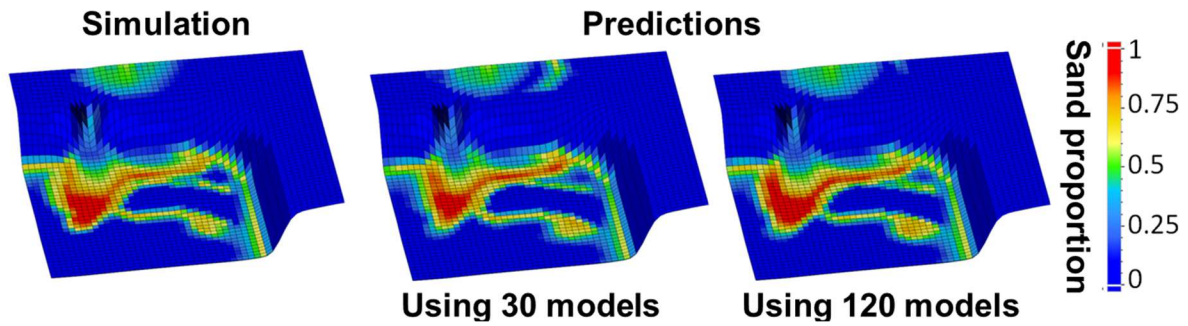


Figure 25 : Proportions de sable simulées par DionisosFlow (à gauche) et prévues par le méta-modèle après 0.4 millions d'années pour les ensembles d'apprentissage de 30 simulations (au milieu) et 120 simulations (à droite).

Dans la suite de l'étude, les résultats présentés sont ceux construits sur l'ensemble d'apprentissage de 120 simulations. La figure 26 présente, pour chacun des deux résultats d'intérêt, les effets totaux des paramètres incertains ayant la contribution la plus élevée à leur variance.

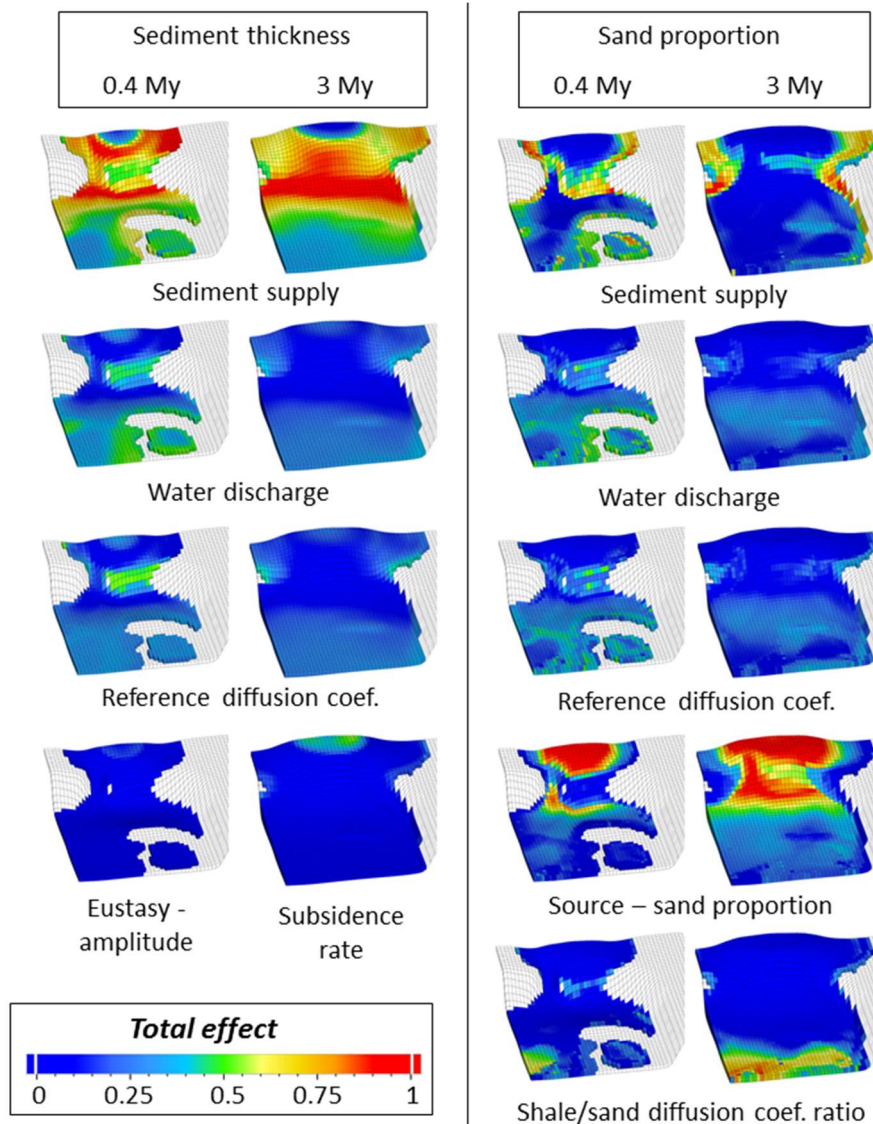


Figure 26 : Effets totaux des paramètres les plus influents sur la variance des résultats d'intérêt.

Les résultats suggèrent que l'apport sédimentaire, la décharge fluviale et le coefficient de diffusion de référence ont des effets significatifs sur les deux réponses. Sans surprise, l'apport sédimentaire est le paramètre le plus influent sur les épaisseurs de sédiments. Un autre paramètre peut toutefois être localement plus influent. C'est le cas du taux de subsidence dans certaines zones du delta. Bien que n'étant pas les principaux responsables de la variance de l'épaisseur, la décharge fluviale et le coefficient de diffusion de référence contrôlent en partie les épaisseurs sur les pentes de la marge nord-ouest et dans les zones les plus distales du bassin. La dynamique du bassin (amplitude des variations eustatiques et subsidence) joue, elle, un rôle plus important sur les dépôts enregistrés dans le delta. L'analyse des résultats sur différentes durées suggère que les variations eustatiques pourraient avoir principalement un effet à haute fréquence alors que le taux de subsidence aurait un effet de basse fréquence.

En termes de distribution de la proportion de sable, là encore sans surprise, le contributeur majeur à la variance des résultats est la composition de la source (proportion de sable dans les apports). Ses effets vont se retrouver principalement dans les zones à fort taux de sédimentation que sont le delta et les pieds de pente (cf. figure 26). Le volume d'apport sédimentaire joue un rôle majeur sur les limites de dépôts sédimentaires comme les bordures du delta ou les franges des reliefs dans le bassin profond. Dans la partie la plus distale du bassin profond, aux limites de dépôts sédimentaires, la décharge fluviale, le ratio de capacité de transport entre l'argile et le sable et le coefficient de diffusion de référence, qui contrôlent en partie la distance relative de transport du sable, jouent également un rôle significatif.

### 2.1.5 Synthèse

Ce travail illustre l'utilisation d'une nouvelle méthode d'analyse de sensibilité globale, réalisée à partir d'un nombre limité de simulations, à l'échelle d'un bassin sédimentaire et sur des résultats de simulation sous forme de cartes permettant ainsi une interprétation plus en lien avec la géologie du bassin sédimentaire. Cette méthode repose sur la construction d'un méta-modèle obtenu par interpolation par processus gaussiens des sorties du simulateur décomposés en une base de vecteur par analyse en composantes principales. Ce méta-modèle analytique constitue une estimation des résultats donnés par le simulateur en tout point de l'espace d'incertitudes. Lorsqu'il est de bonne qualité, il peut être utilisé en lieu et place du simulateur pour réaliser des analyses de sensibilité globale.

La méthode est illustrée sur un cas synthétique 3D représentatif de la marge continentale nord du golfe du Mexique. L'étude a porté sur la sensibilité de la distribution en sable et en épaisseur de sédiments qui sont deux variables importantes de la définition des zones constituant de potentiels réservoirs pétroliers. Un effort de paramétrisation des incertitudes a été réalisé afin de permettre des interprétations porteuses de sens pour des explorateurs de bassin. Les résultats obtenus grâce à l'analyse de sensibilité permettent de déterminer les principales sources d'incertitude sur la distribution des réservoirs pétroliers. Elles permettent également de mieux appréhender le rôle des différents paramètres dans la phase de calibration d'un modèle aux données de contrainte (épaisseurs issues de l'interprétation sismique ou proportion de sable le long d'un puits de forage par exemple).

Dans l'analyse d'un réservoir pétrolier, pour une même épaisseur et une même proportion de sable, la fréquence des alternances entre des couches majoritairement sableuses et des couches majoritairement argileuses affecte la qualité du réservoir. Il est en effet préférable d'avoir la plus grosse colonne continue de sable afin de favoriser la production du réservoir. Un critère tenant compte de la stratification pourrait donc également être pris en compte dans l'analyse de sensibilité (Le Guerroué *et al.*, 2016).

Le temps disponible est très souvent un facteur très limitant des études menées par les équipes d'exploration des compagnies pétrolières. Une simulation stratigraphique réalisée avec un outil de simulation du type de DionisosFlow sur un bassin réel et avec une résolution relativement fine (mailles de 2 à 5km de côté) peut prendre entre plusieurs dizaines de minutes et plusieurs heures. Réaliser ne serait-ce que quelques dizaines de simulations peut ainsi devenir rédhibitoire dans des études

opérationnelles. Des travaux sont envisageables pour réduire encore le nombre de simulations nécessaires à la réalisation d'analyses de sensibilité. Il est en effet possible de réaliser dans un premier temps un nombre très réduit de simulations, de construire le méta-modèle correspondant puis d'ajouter peu à peu des simulations supplémentaires afin d'améliorer la qualité du méta-modèle et ce jusqu'à atteindre la qualité désirée ( $Q2 > 0,9$  par exemple). Cette méthode permettrait de ne réaliser que le nombre de simulations indispensables à l'obtention d'un méta-modèle de qualité suffisante.

Afin de rendre la méthode réellement applicable en conditions opérationnelles dans les compagnies d'exploration pétrolière, il faudrait également pondérer l'analyse de sensibilité par la capacité des résultats obtenus à reproduire les données géologiques disponibles (épaisseurs issues de l'interprétation sismique ou proportion de sable le long d'un puits de forage par exemple). Pour cela des travaux permettant de pondérer les différentes prévisions effectuées avec le modèle proxy par une vraisemblance calculée sur la cohérence du modèle avec les données de contrainte pourraient être envisagés (méthode bayésienne par exemple). Cette approche suppose toutefois de définir une mesure de la distance entre les résultats du modèle et les données de contrainte. Cette définition n'est pas évidente et des travaux sont en cours à IFPEN pour transcrire mathématiquement la distance entre les observations géologiques et les résultats de simulation.

Enfin, si la méthode que nous proposons donne accès à des analyses de sensibilités sur des résultats présentés sous forme de cartes permettant une meilleure interprétation par des explorateurs pétroliers, il n'est pas encore possible de prendre en compte des incertitudes sur des paramètres complexes comme des cartes. Or, les résultats obtenus suggèrent que la morphologie du bassin peut-être un contributeur majeur à l'incertitude sur les distributions des réservoirs pétroliers. Par exemple, dans l'étude réalisée ici, la subsidence a été supposée homogène sur l'ensemble du bassin alors qu'il serait beaucoup plus correct d'introduire des variations spatiales dans les incertitudes sur ce processus. De même, les incertitudes sur la bathymétrie initiale, pourtant élevées, n'ont pas été prises en compte. Des améliorations de l'approche sont envisageables sur la base des travaux de Iooss et Ribatet (2009) pour la prise en compte d'entrées fonctionnelles complexes.



## 2.2 Méthode de détermination de cartes de risque en exploration pétrolière

### 2.2.1 Contexte

L'analyse des risques en exploration pétrolière se base sur la notion de système pétrolier. Les outils de modélisation de systèmes pétroliers permettent théoriquement de calculer les volumes d'hydrocarbures probabilisés dans les différents réservoirs d'un bassin sédimentaire en définissant des incertitudes sur les paramètres d'entrée du modèle. Cette utilisation des modèles est toutefois encore peu courante du fait de la difficulté à inclure toute l'incertitude dans un unique outil de modélisation et de la multiplicité des sources d'incertitudes. Les méthodes d'analyse des risques reposent ainsi plus généralement sur la décomposition des risques associés aux différents éléments du système pétrolier et sur leur analyse indépendante : source, réservoir, piège et charge en hydrocarbures.

Une méthode particulièrement diffusée actuellement dans l'industrie pétrolière consiste à cartographier les risques de chacun des éléments du système pétrolier à l'échelle des « Plays », définis comme un ensemble de champs et de prospects pétroliers appartenant à une même unité stratigraphique et pour lequel il existe une possibilité que l'ensemble des éléments du système pétrolier ait pu fonctionner (ex : Le Guerroué *et al.*, 2016). Cette méthode, appelée CRS mapping (Common Risk Segment Mapping), consiste en une analyse régionale des risques supposés indépendants. Une fois les cartes de risques obtenues pour chacun des éléments du système pétrolier, elles peuvent être combinées pour donner une image globale des zones les plus favorables à la présence effective d'une accumulation d'hydrocarbures (figure 27).

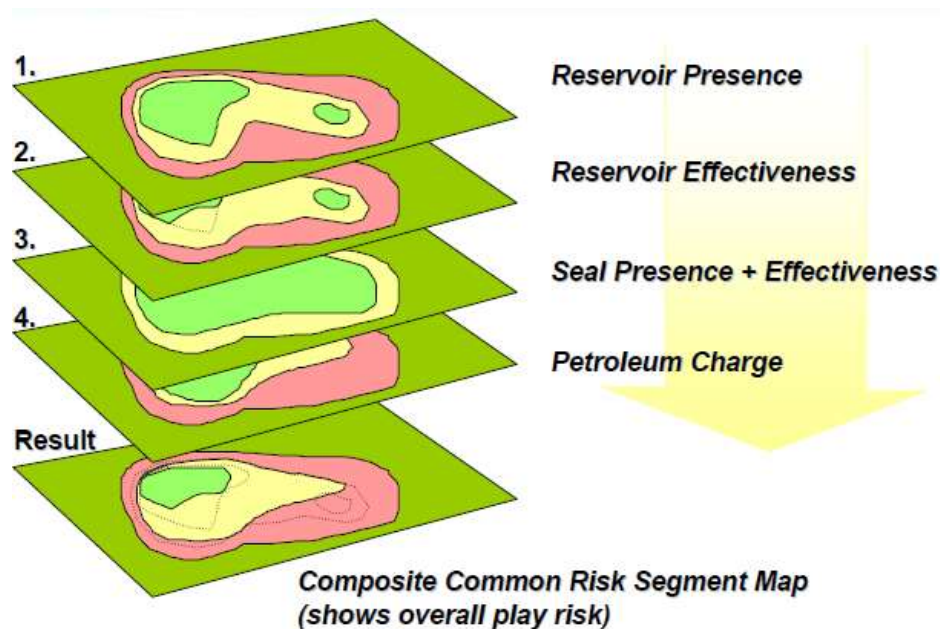


Figure 27 : Illustration de la méthode d'analyse des risques exploration dans un « play » pétrolier par CRS mapping. Une analyse régionale des risques est effectuée sur chacun des éléments du système pétrolier. Elles sont combinées dans une carte globale des risques (Composite Common Risk Segment Map). Le niveau de risque est représenté par un code couleur, du rouge (risque élevé) au vert (risque faible).

Cette analyse des risques peut être réalisée à partir d'un modèle géologique conceptuel construit par l'explorateur sur la base de son interprétation de l'ensemble des données à sa disposition par opposition à un modèle géologique obtenu par simulation numérique.

Nous proposons de montrer comment les outils de modélisation numériques de bassin (stratigraphique ou de systèmes pétroliers) peuvent être utilisés dans ce type d'approche. La méthode se base sur les travaux de Feraille et Marrel (2012) qui utilisent des méta-modèles et qui a été présentée à la section précédente. Le potentiel de la méthode est illustré par une estimation des probabilités de présence d'un réservoir sableux dans un play du Golfe du Mexique. Un deuxième exemple montre de quelle manière l'incertitude sur la détermination de la cinétique de transformation de la matière organique en hydrocarbures de la roche-mère du campanien du bassin du Levant peut être évaluée puis utilisée pour l'estimation des risques sur la maturité de cette dernière.

## 2.2.2 Méthode de cartographie des risques

La section précédente décrit une méthode d'analyse de sensibilité globale à l'échelle d'un bassin sédimentaire et sur des résultats de simulation sous forme de cartes. Le méta-modèle obtenu constitue une estimation des résultats donnés par le simulateur en tout point de l'espace d'incertitudes. Lorsqu'il est de bonne qualité il peut ainsi être utilisé en lieu et place du simulateur pour réaliser une analyse de risque de type Monte-Carlo.

Il s'agit de définir des distributions de probabilités des paramètres incertains sur l'intervalle d'incertitude utilisé puis de propager ces incertitudes sur la réponse d'intérêt, une carte dans notre cas, en utilisant le méta-modèle analytique. On obtient alors des distributions de probabilités pour la réponse d'intérêt dans chacune des cellules de la carte considérée. Lorsque l'analyse porte sur l'un des différents éléments du système pétrolier (présence d'un réservoir, maturité d'une roche-mère...) les résultats peuvent ensuite être intégrés dans une méthode d'analyse des risques de type CRS mapping.

## 2.2.3 Risque de présence d'un réservoir sableux

Pour certains risques liés au système pétrolier, comme la présence d'un réservoir, des critères doivent être utilisés pour filtrer les résultats bruts d'un modèle. En effet, les résultats d'un modèle stratigraphique ne sont pas directement des informations sur la nature des sédiments (réservoirs, couverture...) mais sur les conditions de dépôt (bathymétrie, énergie de l'environnement de dépôt...), leur épaisseur et leur composition sédimentaire (composition en classes de sédiments). Un réservoir peut ainsi être défini sur la base de critères comme l'épaisseur de sédiment et leur proportions en sable (Burgess *et al.*, 2006). Elle peut également prendre en compte la fréquence des alternances entre faciès majoritairement sableux et faciès majoritairement argileux (Le Guerroué *et al.*, 2016).

Pour illustrer la manière de réaliser la cartographie du risque de présence d'un réservoir avec cette approche, on reprend l'exemple du golfe du Mexique où l'on étudie un « play » correspondant à un intervalle de temps de 3 millions d'années. La distribution de probabilité de l'incertitude a été supposée uniforme pour l'ensemble des paramètres incertains (cf. Tableau 8). L'estimation des distributions de probabilité *a posteriori* des variables d'intérêt a été réalisée à partir d'un échantillon de 20000 valeurs des paramètres incertains, assurant une définition correcte des probabilités dans chacune des cellules des cartes de variables d'intérêt. La probabilité de présence d'un réservoir dans une cellule est ensuite directement donnée par la proportion de cas où les valeurs d'épaisseur et de proportion de sable respectent les critères préalablement définis parmi les 20000 échantillonnages des méta-modèles. La figure 28 présente les cartes de probabilités obtenues dans les cas où un réservoir est défini comme une zone du bassin pour laquelle l'épaisseur sédimentaire est supérieure à 300m et dont la teneur en sable est supérieure à 25% ou à 40%.

Sans grande surprise les résultats montrent que le delta, le canyon et les pieds de pente de la marge alimentée par des apports sédimentaires sont les zones les plus favorables au respect du critère sur les épaisseurs. Ils permettent toutefois de précisément cartographier la probabilité de respecter les critères de définition d'un réservoir. Le respect du critère sur la teneur en sable est particulièrement fort au cœur du système deltaïque. Les autres zones propices à l'accumulation de sable sont le reste de l'ensemble du système deltaïque, le canyon et les dépocentres en sortie du canyon et au pied de la marge. La carte finale de probabilité de présence d'un réservoir avec les critères retenus ici pour sa définition montre que la proportion de sable apparaît le principal facteur limitant. Des critères supplémentaires prenant en compte la manière dont les bancs sableux s'intercalent dans les dépôts argileux pourraient également être ajoutés afin de tenir compte d'autres critères de qualité du réservoir.

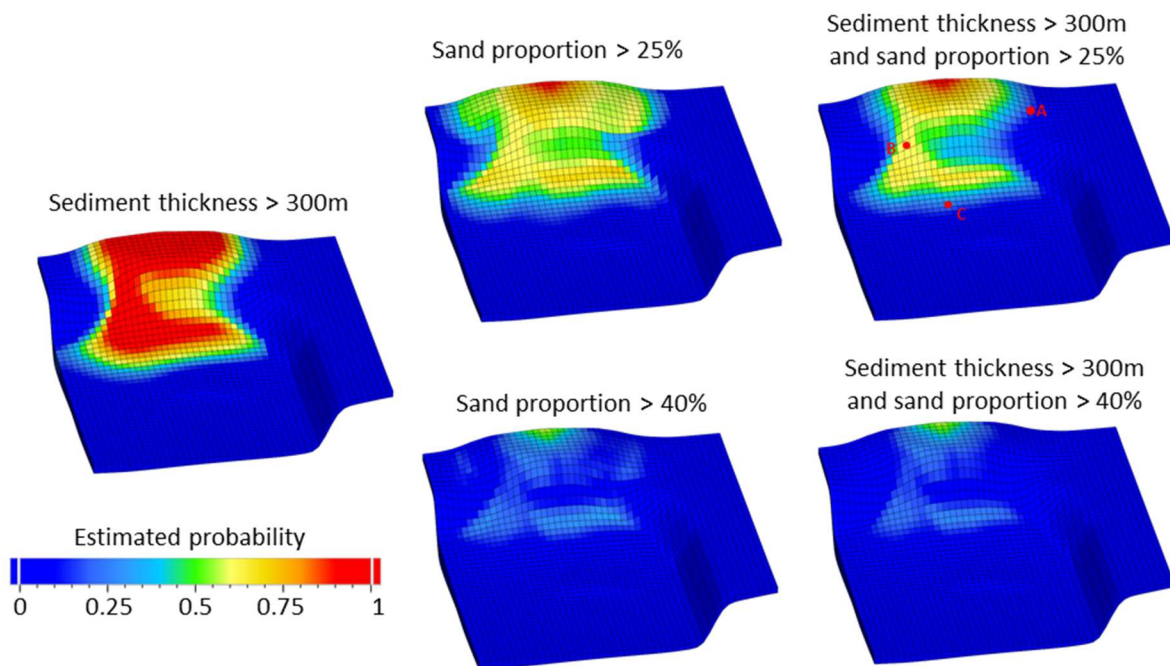


Figure 28 : Carte des probabilités de présence d'un réservoir estimée à partir d'un échantillon de 20000 valeurs des méta-modèles obtenus dans la section précédente : À gauche, probabilités que le play ait une épaisseur > 300m ; au milieu, probabilités que le play ait une teneur en sable > 25% (haut) ou 40% (bas) ; à droite, probabilités combinées que le play ait à la fois une épaisseur > 300m et une teneur en sable > 25% (haut) ou 40% (bas). Trois puits fictifs A, B et C ont été positionnés (image en haut à droite) afin de discuter plus en détails ces différents cas de figure.

L'analyse de risque et l'étude de la dynamique du bassin peuvent être poussées un peu plus loin en observant les distributions *a posteriori* des paramètres incertains correspondant à la présence de réservoirs dans les différentes zones du bassin. Trois puits fictifs A, B et C (figure 28) ont été positionnés respectivement à la bordure est du delta, dans le canyon et en limite des principaux dépôts au pied de la marge dans l'axe de la source des apports sédimentaires. L'interprétation de ces distributions de probabilités donne des résultats complémentaires à ceux précédemment obtenus avec l'analyse de sensibilité présentée à la section précédente (figure 29, figure 30 et figure 31). Ils montrent notamment que 4 des 9 paramètres incertains suivent des distributions de probabilités pratiquement uniformes, quel que soit le puits considéré (l'amplitude et la période des variations eustatiques, le taux de subsidence et le rapport entre la capacité de transport en domaine marin et en domaine continental). Ces paramètres ne jouent donc qu'un faible rôle dans la probabilité de présence d'un réservoir à ces positions. À l'inverse, la proportion de sable dans les apports sédimentaires joue un rôle majeur et régional sur la probabilité de présence d'un réservoir. Il est également intéressant de noter que les incertitudes sur le

flux d'eau et sur la capacité de transport de référence ne semblent pas influencer sur la probabilité de présence d'un réservoir dans le canyon (figure 30), mais elles jouent un rôle important dans le cas d'un puit positionné sur la marge du delta ou en bordure du dépo-centre (figure 29 et figure 31). Là encore des différences apparaissent car si le flux d'eau semble favoriser la présence de réservoir dans le bassin profond (les réservoirs ne sont observés que si le flux d'eau est élevé), il est contre-productif dans la partie deltaïque du système. Il en est de même mais dans une moindre mesure pour le ratio de capacité de transport entre les sables et les argiles.

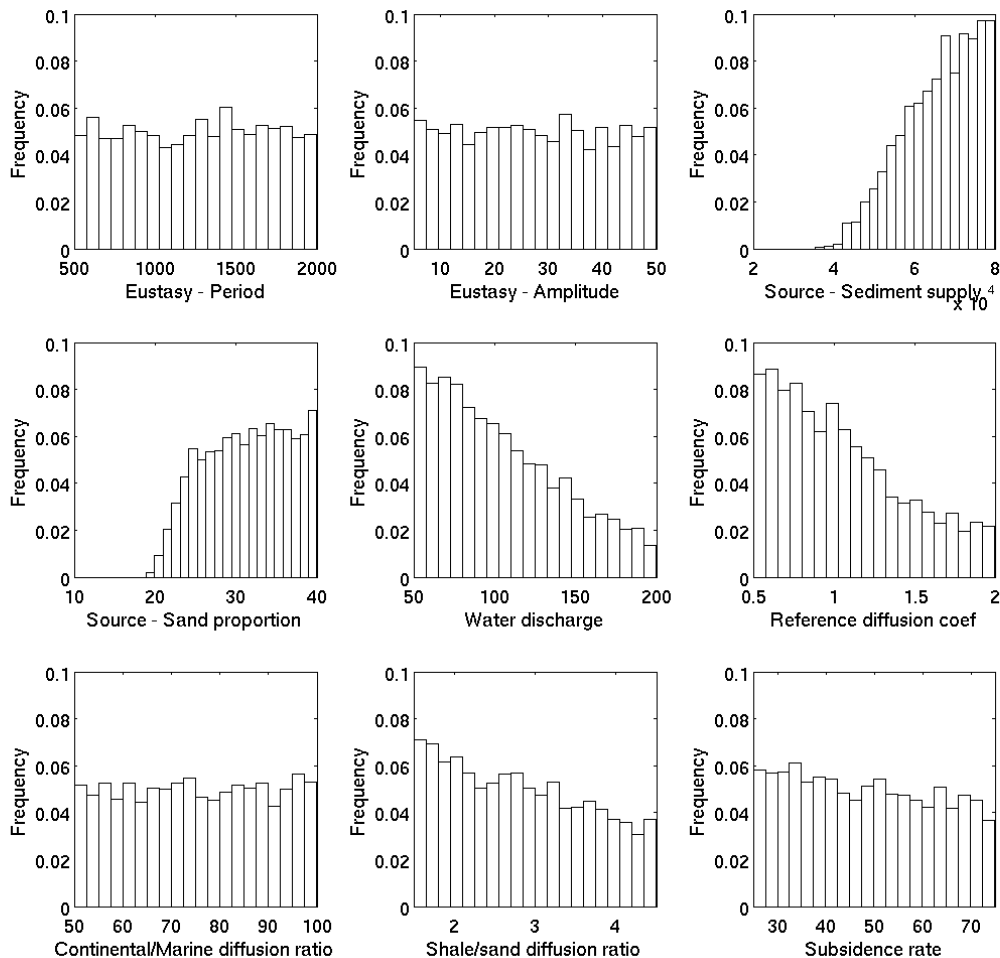


Figure 29 : Distribution des valeurs des paramètres incertains permettant de vérifier les critères de définition d'un réservoir (épaisseur > 300m et proportion de sable > 25%) pour le puits fictif A. Les distributions uniformes des variations eustatiques, des rapports de coefficients de diffusion entre domaines marin et continental et du taux de subsidence montrent leur faible effet sur la présence d'un réservoir. À cet endroit de la marge du delta, la présence de réservoirs est principalement associée à de forts apports sédimentaires et une forte proportion de sable. Elle est également préférentiellement reliée à de faibles flux d'eau, un transport faible des sédiments et notamment des argiles.

Enfin, un dernier comportement est observé avec l'incertitude sur l'apport sédimentaire global, qui ne semble pas avoir d'effet dans le canyon mais joue un rôle similaire important à la fois à la marge du delta et dans le bassin profond. Cette observation est probablement liée au fait que plus les apports sédimentaires sont élevés, plus ils vont se répandre sur une large zone permettant de trouver des réservoirs plus éloignés de la source. Le canyon n'est, lui, pas affecté car il constitue une dépression proche de la source d'apports sédimentaires qui se remplit quels que soient les apports de sédiments considérés.



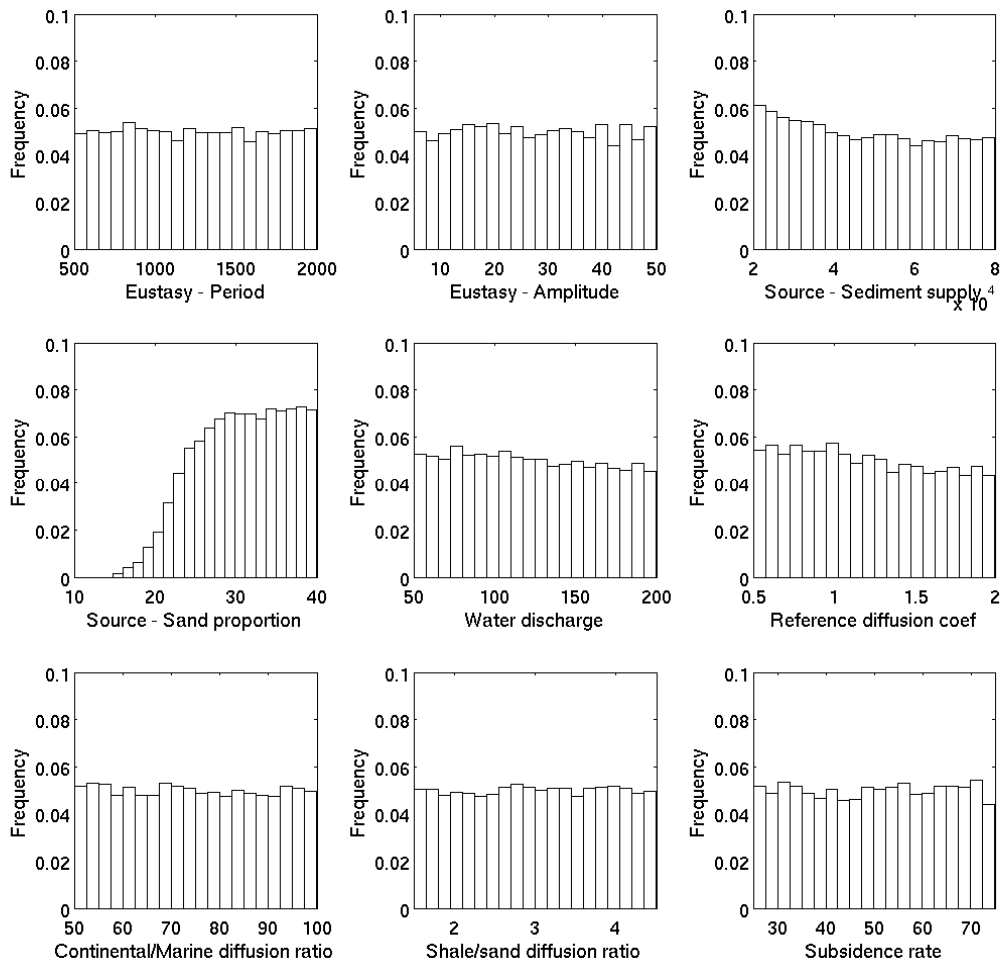


Figure 30 : Distribution des valeurs des paramètres incertains permettant de vérifier les critères de définition d'un réservoir (épaisseur > 300m et proportion de sable > 25%) pour le puits fictif B. Les distributions uniformes des variations eustatiques, des flux d'eau, du taux de subsidence et du transport des sédiments de manière globale montrent leur faible effet sur la présence d'un réservoir. Dans le canyon, la présence de réservoirs semble uniquement contrôlée par la proportion de sable dans les apports sédimentaires.

Si on souhaite approfondir l'analyse, on peut également s'intéresser à la forme des distributions de probabilité. On peut par exemple noter que la proportion de sable dans la source semble même agir comme un déclencheur de la possibilité d'obtention d'un réservoir pour la bordure du delta : en dessous de 20% de sable dans les apports, il n'est pas possible d'observer de réservoirs alors qu'après 25% il n'y a plus de différence (figure 29). On retrouve ce même seuil de 25% dans le canyon (figure 30) mais les effets y sont plus lissés : des réservoirs peuvent être observés même pour de faibles apports en sable. Enfin, dans le bassin (figure 31), on trouve une progression constante des apports en sable : plus la proportion de sable augmente plus on a de chance d'avoir des réservoirs. Pour le bassin, les apports sédimentaires vont jouer cet effet de seuil : en dessous de 26000km<sup>3</sup>/Ma il n'y a pas de formation possible de réservoir alors qu'il y a plus d'effet de l'apport sédimentaire au-dessus de 45000km<sup>3</sup>/Ma. Ce même paramètre a un effet sensiblement différent sur le bord du delta où aucun réservoir n'est observé pour des apports inférieurs à 28000km<sup>3</sup>/Ma mais où la présence des réservoirs augmente de façon proportionnelle avec l'apport sédimentaire.

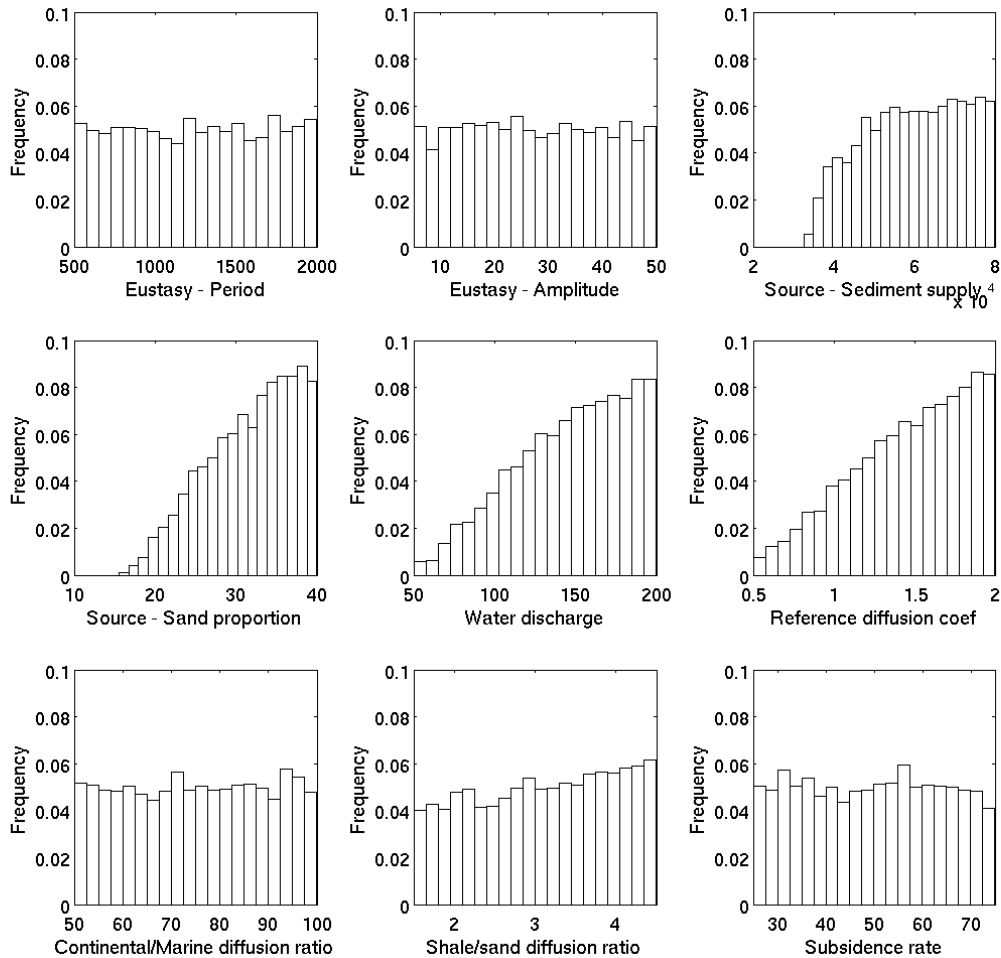


Figure 31 : Distribution des valeurs des paramètres incertains permettant de vérifier les critères de définition d'un réservoir (épaisseur > 300m et proportion de sable > 25%) à l'endroit du puits fictif C. Comme pour les abords du delta (figure 29), les distributions uniformes obtenues pour les variations eustatiques, les rapports de coefficients de diffusion entre domaines marin et continental et entre sable et argile ainsi que le taux de subsidence montrent leur faible effet sur la présence d'un réservoir. Dans cette zone du bassin profond, la présence de réservoirs est préférentiellement associée à de forts apports sédimentaires et une forte proportion de sable. Contrairement au delta, elle est également préférentiellement reliée à de forts flux d'eau et un coefficient de transport de référence élevé.

Ces distributions de probabilités *a posteriori* montrent également comment les données disponibles peuvent être utilisées pour mettre à jour les probabilités de présence d'un réservoir. Les données contraignant les modèles (épaisseurs mesurées par exemple) peuvent en effet modifier les distributions de probabilité de présence d'un réservoir en filtrant les réalisations non représentatives des mesures ou en pondérant les différentes réalisations par leur vraisemblance (approche bayésienne).

## 2.2.4 Détermination des risques de maturité de la roche-mère

La maturité de la roche-mère constitue un autre élément essentiel d'un système pétrolier. Lors de l'analyse des risques d'exploration pétrolière associés à un bassin sédimentaire, les explorateurs vont d'une part chercher à déterminer la zone de présence de la roche-mère mais également la maturité de cette dernière. En effet, ce paramètre, en combinaison avec le volume de la roche-mère et son potentiel pétrolier (sa capacité à générer des hydrocarbures) est une information directe sur la quantité d'hydrocarbures dans le système pétrolier.

La matière organique présente dans la roche-mère se transforme en hydrocarbures sous l'effet du temps et de la température (ex : McNab *et al.*, 1952; Pitt, 1961; Philippi, 1965 ; Louis et Tissot, 1967 ; Tissot, 1969). Cette transformation de la matière organique, dite de craquage, est contrôlée par des paramètres cinétiques. La plupart du temps, une formulation de type Arrhenius est employée pour modéliser cette transformation fonction de la température et du temps (ex : Ungerer *et al.*, 1986).

### Détermination de l'incertitude sur la cinétique de craquage de la matière organique

Il est possible d'essayer de déterminer les paramètres de la cinétique de craquage de la matière organique à partir d'analyses réalisées avec le Rock-Eval sur des échantillons de roche-mère immature (avant toute réaction de transformation de la matière organique). Une cinétique de transformation d'ordre 1 de la matière organique s'exprime sous la forme générique suivante :

$$\text{Équation 24: } \frac{dx}{dt} = -kx$$

où  $x$  représente la fraction restante de matière transformable,  $t$  représente le temps et  $k$  la constante de réaction.  $k$  est une fonction de la température qui s'exprime sous la forme de l'équation d'Arrhenius :

$$\text{Équation 25: } k = A \cdot \exp(-E/RT)$$

où  $E$  représente l'énergie d'activation,  $A$  est le facteur de fréquence de la réaction et  $T$  est la température. Ces équations peuvent être plus ou moins raffinées (cinétiques discrètes multi-énergétique, distribution gaussienne des énergies...) selon les approches considérées (se référer à Ducros, 2014, pour plus de détail).

La détermination des paramètres de la cinétique (c.à.d. les valeurs de  $A$  et  $E$ ) se fait généralement par calage des données obtenues lors des analyses Rock-Eval sur des échantillons immatures. Pour ce faire, on cherche à résoudre un problème inverse. Il apparaît généralement une dépendance entre  $A$  et  $E$  ne permettant pas d'obtenir une unique solution du problème d'optimisation. Cette dépendance est principalement due aux faibles amplitudes des rampes de pyrolyse utilisées dans les expériences de laboratoire (rampes de chauffe de 1 à 50°C/s en laboratoire contre des taux de chauffe allant jusqu'à 50°C/Ma dans les bassins sédimentaires) et à la différence entre la gamme de températures utilisée et celle du milieu géologique (températures de 250°C à 700°C en laboratoire contre 60°C à 200°C dans les bassins sédimentaires). Cette contrainte peut toutefois difficilement être levée du fait de la lenteur des réactions en jeu. Dans les bassins sédimentaires, les effets sont sensibles du fait de la durée « géologique » de l'ordre de plusieurs dizaines de millions d'années. Dans la pratique et en l'absence de contraintes additionnelles, les explorateurs de bassin ont opté pour une solution consistant à fixer, sur la base de leur expérience, la valeur de l'un des deux paramètres, généralement  $A$ , pour optimiser l'autre (Ungerer, 1989). Les conséquences de ces indéterminations sur les paramètres de la cinétique de transformation sont que les résultats peuvent être extrêmement différents pour les conditions de températures observées dans les conditions géologiques. Dans les années 1990, plusieurs auteurs ont étudié en détail la source de cette indétermination et les conséquences sur la quantité d'hydrocarbures générée par les roches-mères (ex : Nielsen et Dahl, 1991 ; Nielsen, 1993).

Dans ce travail nous avons utilisé les données obtenues par Bou Daher *et al.* (2014) qui a réalisé des analyses Rock-Eval sur la roche mère du Campanien du bassin du Levant dans l'est de la Méditerranée. Au lieu de fixer, comme cela est fait classiquement, l'un des deux paramètres de la cinétique, nous utilisons un outil (CougarFlow, commercialisé par Beicip-Franlab) permettant d'obtenir l'ensemble des couples ( $A$ ,  $E$ ) solutions du problème d'optimisation. Par la suite, nous analysons l'effet de l'incertitude sur la détermination de ces paramètres pour estimer le risque sur la maturité de la roche mère. La méthode choisie consiste à calculer avec Cougar un méta-modèle par processus gaussiens (cf. figure 32)

approchant la fonction d'erreur (équation 26) intégrant l'ensemble des analyses Rock-Eval (5 rampes de chauffe) :

$$\text{Équation 26: } FO = \sum_{\text{chauffés}} \sum_{\text{mesures}} (TR_{\text{mesuré}} - TR_{\text{simulé}})^2$$

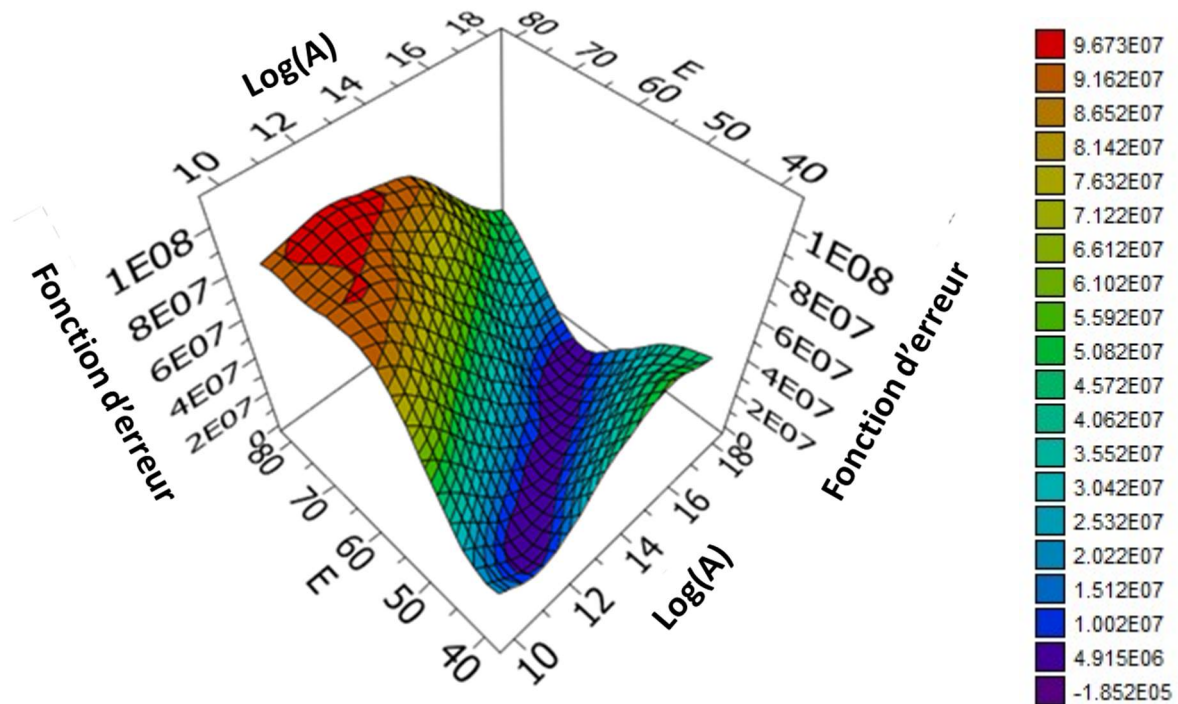


Figure 32 : Surface de réponse de la fonction coût pour la cinétique de transformation de la roche mère représentée en fonction des valeurs de A et de E. Plus la valeur est élevée et plus il y a de différence entre les simulations de transformation de la matière organique et les valeurs mesurées.

L'estimation de la fonction coût par la surface de réponse sur l'ensemble du domaine incertain est de bonne qualité (cf. tableau 9) selon les indicateurs fournis. 51 simulations ont été utilisées pour le calcul de la fonction coût et 49 simulations ont été utilisées pour la confirmation.

Indicateur	Valeur
Q2	0.984
Q2 (confirmation)	0.988

Tableau 9 : Indicateurs de la qualité de la surface de réponse

Le méta-modèle peut alors être utilisé pour déterminer les couples solutions du problème d'optimisation. Son analyse montre bien qu'il existe une « vallée » de solutions (zone en mauve sur la figure 32). On pourra en première approximation (et pour des raisons de simplification) considérer que la relation entre  $\log(A)$  et  $E$  est linéaire pour les couples solutions du problème d'optimisation et définie par :

$$\text{Équation 27 : } \log(A) = 0,3284 \times E - 2.8181$$

### Détermination des cartes de risques sur la maturité de la roche-mère

Une fois connue l'incertitude sur les paramètres de la cinétique, il est possible de la répercuter sur le calcul de la maturité de la roche-mère dans le bassin sédimentaire et de déterminer les risques associés. A partir d'un modèle numérique du bassin du Levant correspondant à une zone de 315km x 315km (figure 33, Bou Daher *et al.*, 2016), l'incertitude sur les paramètres de la cinétique est propagée sur la détermination de la maturité de la roche mère du campanien. Dans ce cas, la cinétique de la roche-mère du Campanien est l'unique paramètre incertain inclus dans l'analyse. Une méthode d'échantillonnage par hypercube latin est utilisée pour déterminer les 15 simulations réalisées avec TemisFlow, outil de modélisation de système pétrolier développé par IFPEN. Elles sont utilisées pour la construction du méta-modèle. Un second échantillonnage indépendant de 18 simulations est réalisé pour estimer la qualité du modèle obtenu.

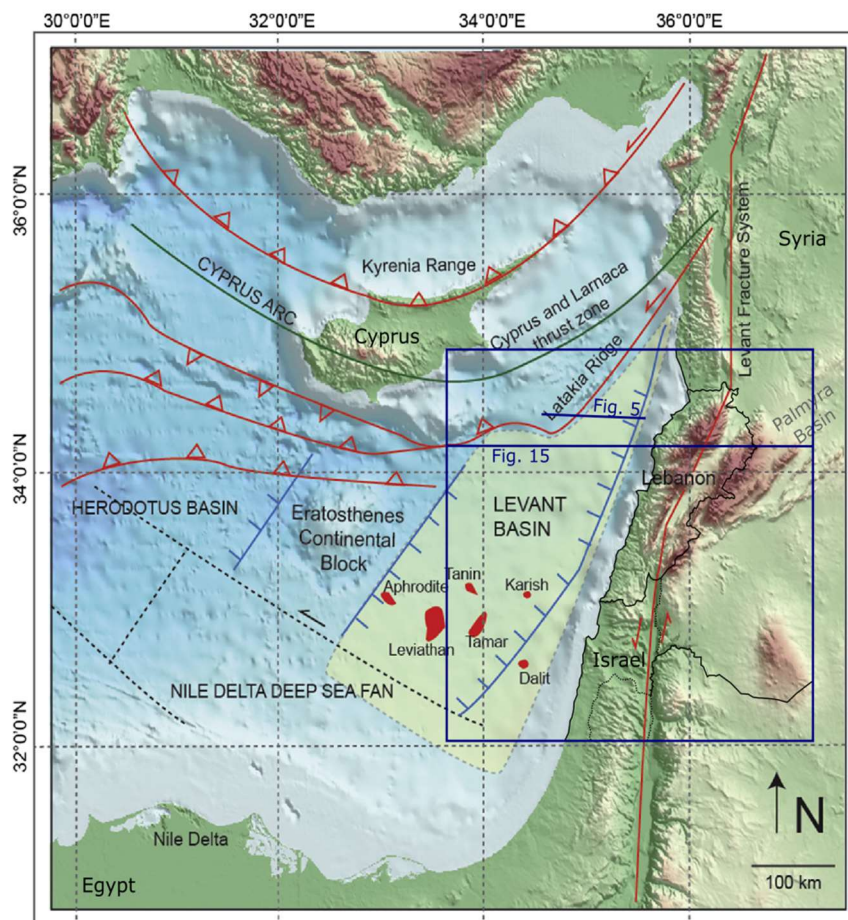


Figure 33 : Localisation du modèle du bassin du Levant pour l'estimation de la maturité de la roche-mère du Campanien (modifié de Hawie *et al.*, 2013)

Nombre de composantes	Part expliquée de la variance
2	93,6
3	97,7
4	99,2
5	99,7
6	99,9

Tableau 10 : Part de variance expliquée en fonction du nombre de composantes retenues.

Le nombre de composantes dans la base réduite est sélectionné en fonction de la part de la variance expliquée. Le tableau 10 en donne l'évolution en fonction du nombre de composantes retenues. On choisit d'utiliser trois composantes, ce qui correspond à une explication de la variance de près de 98%.

Le méta-modèle est ensuite construit sur la base de ces trois vecteurs. La qualité du méta-modèle obtenu est représentée à la figure 34 sous la forme des critères de qualité  $Q2(troncature)$ , lié à l'erreur de troncature, et  $Q2(confirmation)$ , estimant la qualité de la prévision du modèle. La carte présentée à la figure 34(a), avec ses grandes zones de variance faible voire nulle, montre qu'une grande partie du bassin n'est pas affectée par l'incertitude sur la cinétique de transformation de la matière organique. Les principales zones pour lesquelles la maturité dépend fortement de cette incertitude sont les pentes de la marge continentale à l'est du bassin (centre du modèle), la zone de la mer morte au sud-est et le Latakieh Ridge au nord-ouest en direction de Chypre. Ces régions correspondent à des zones où la roche-mère du Campanien se trouve à un enfouissement intermédiaire : suffisamment enfouie pour atteindre des températures permettant un début de transformation et suffisamment peu enfouie pour que la transformation ne soit pas toujours complète. Les étroites zones bleues à l'est du bassin visibles sur la carte de la figure 34(c) correspondent aux reliefs du Mont Liban : la roche mère étudiée y a été érodée et n'est plus présente. Les larges zones bleues à l'ouest correspondent au bassin profond où la valeur de transformation de la matière organique est constante et égale à 100% quelle que soit la valeur du le paramètre incertain (figure 36).

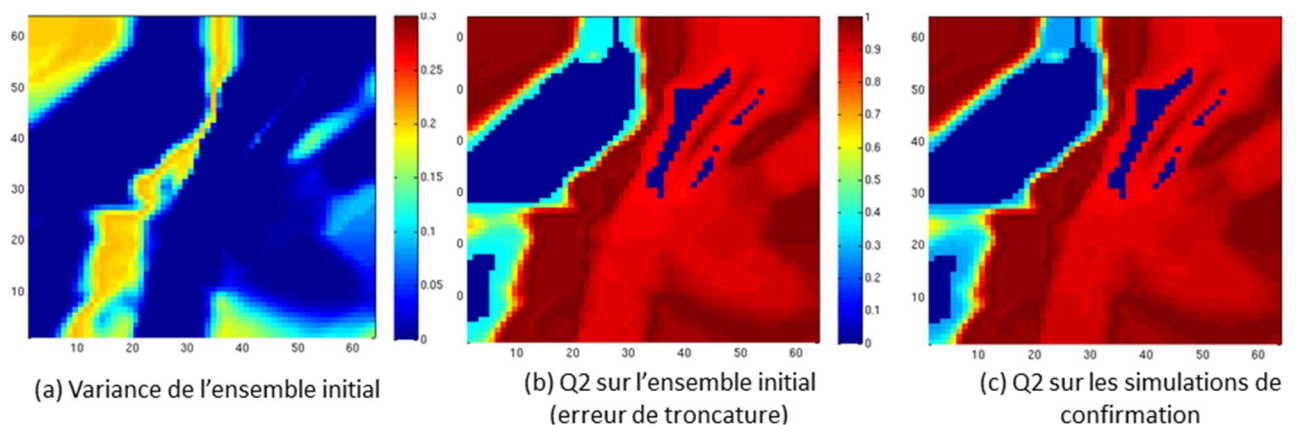


Figure 34 : (a) Carte de la variance de la réponse taux de transformation sur l'ensemble des 15 simulations, (b) Critère de qualité  $Q2(troncature)$  sur l'échantillon ayant servi à construire les modèles, (c) Critère de qualité  $Q2(confirmation)$  sur les simulations de confirmation. On voit nettement apparaître des zones de variance nulle correspondant à des zones toujours matures (100% de transformation) dans le bassin profond à l'ouest ou à des zones toujours immatures (0% de transformation) peu enfouies dans la partie continentale à l'est.

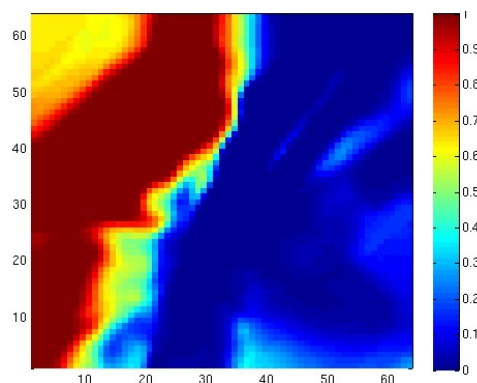


Figure 35 : Carte de la moyenne de la réponse sur l'ensemble des 15 simulations.

La figure 34(a) montre que le méta-modèle est globalement de bonne qualité avec un  $Q2(\text{confirmation})$  presque toujours supérieur à 0,9 dans les zones de variance non négligeable. Une fois le modèle approché validé, il est possible de calculer la distribution des réponses dans chacune des cellules de la carte. Il est ainsi possible de déterminer des cartes de percentiles (cf. figure 36) du taux de transformation de la matière organique.

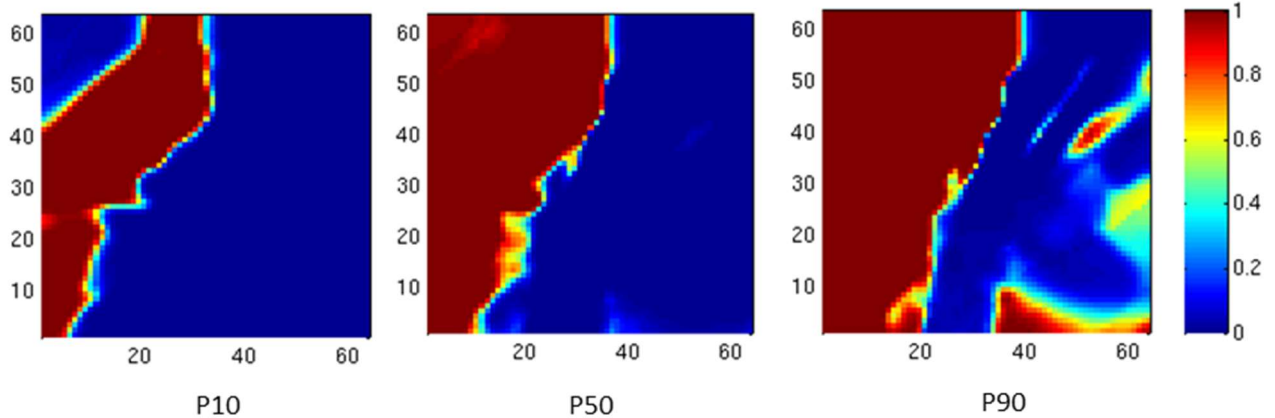


Figure 36 : Carte des percentiles P10 (gauche), P50 (centre) et P90 (droite) du taux de transformation estimée à partir du méta-modèle déterminé avec le lot de 15 simulations. La zone étudiée fait 315km x 315km. Le fait que même dans le cas le plus favorable la transformation de la partie côtière de la zone continentale à l'est du bassin soit nulle indique que l'incertitude sur la cinétique de transformation de la matière organique n'a aucun effet sur l'évaluation du niveau de maturité de la roche-mère dans cette zone. Il en est de même dans le bassin profond où même dans le cas le plus défavorable la transformation est complète. En revanche la cinétique va avoir un effet sur l'âge auquel la roche-mère génère les hydrocarbures, ce qui peut modifier l'analyse du système pétrolier

La figure 36 montre clairement que le bassin profond a généré l'ensemble de son potentiel pétrolier quelle que soit l'incertitude sur la cinétique (gauche). A l'opposé, la majeure partie de la plateforme continentale à l'est est immature. Enfin, il existe des zones, telles que les mini-bassins sur les contreforts du Mont Liban, la région de la mer Morte et la zone du Latakieh Ridge, où l'incertitude sur la cinétique contrôle le degré de maturité de la roche-mère. Par conséquent, dans ces zones, l'estimation des hydrocarbures générés par la roche-mère est plus risquée. Dans le bassin profond, même si l'incertitude sur la cinétique de transformation de la matière organique n'a aucun effet sur l'évaluation de son niveau de maturité, elle va en avoir un sur l'âge auquel la roche-mère génère les hydrocarbures, ce qui peut modifier profondément l'analyse du système pétrolier.

## 2.2.5 Synthèse

Les deux études présentées dans ce travail montrent l'intérêt de prendre en compte les incertitudes dans les études d'exploration afin de mieux délimiter les zones pouvant présenter un intérêt pétrolier. Ces études utilisent la puissance des outils numériques de modélisation géologique afin de pousser plus loin les analyses sur les risques liés à l'exploration pétrolière, dans un cadre rigoureux et sous des formes adaptées aux études classiques de risques. Elles illustrent en effet l'intérêt des réponses fonctionnelles par rapport aux méthodes utilisées jusqu'à présent, qui ne permettent de traiter que des valeurs scalaires, pour leur intégration dans les démarches courantes d'analyse des risques en exploration pétrolière (type CRS mapping). Les résultats obtenus montrent que l'analyse des incertitudes à partir de ces modèles est applicable sur les cas traités (bonne qualité des modèles approchés) et avec un faible nombre de simulations requis pour réaliser les études. Ils ouvrent également la voie à de nouvelles façons

d'interpréter les résultats de simulation qui peuvent être plus proches des méthodes traditionnelles des explorateurs pétroliers.

La première étude a permis de cartographier les zones d'un bassin sédimentaire les plus favorables à la présence d'un réservoir pétrolier sur les bases des incertitudes géologiques sur le remplissage sédimentaire du bassin. L'analyse des distributions de probabilité *a posteriori* de présence d'un réservoir a donné également accès à des informations géologiques importantes sur les environnements de dépôt de ces réservoirs. La deuxième étude a permis de déterminer précisément les zones du bassin concernées par un système pétrolier effectif et celles où la roche-mère n'a jamais pu générer d'hydrocarbures. Elle a également mis en évidence des zones plus risquées où l'incertitude sur la détermination de la cinétique de transformation de la roche-mère ne permet pas de connaître précisément les volumes d'hydrocarbures qui ont pu être générés. Elle permet ainsi de faire apparaître le risque sur le degré de maturité de la roche-mère en lien avec la détermination du modèle cinétique. Cette étude correspond toutefois à un instantané du risque sur la maturité. La cinétique a également des conséquences sur la période à laquelle les hydrocarbures sont générés. En allant un peu plus loin dans l'analyse, il serait possible de déterminer le risque sur la quantité d'hydrocarbures générée après la mise en place d'un réservoir et du piège associé.

Plusieurs travaux peuvent être envisagés pour approfondir l'évaluation des possibilités ouvertes par cette méthode de traitement des incertitudes dans les études en exploration pétrolière. La première étude a par exemple traité le cas d'un réservoir pétrolier clastique. Or, les outils de modélisation stratigraphique sont souvent utilisés pour déterminer les distributions lithologiques dans un bassin sédimentaire. Elles sont ensuite transférées dans un outil de modélisation de système pétrolier. Cette interprétation en lithologies se fait, comme pour la définition d'une « lithologie réservoir » que nous avons illustrée, à partir de combinaison de critères sur les résultats bruts du modèle. La méthode pourrait être généralisée à l'interprétation de l'ensemble des lithologies faite par les utilisateurs d'outils de modélisation stratigraphique.

Dans les deux études présentées, aucune donnée géologique de calibration n'a été utilisée pour pondérer les résultats de l'analyse de risque. L'utilisation d'approches bayésiennes, et les calculs de vraisemblance associés, pourrait être envisagée afin de déterminer les cartes de risque sous la contrainte des données disponibles (par exemple épaisseur effective des réservoir ou niveau de maturité de la roche-mère mesurée dans les puits de forage respectivement pour la première et la deuxième étude). Enfin, la méthode a été appliquée à des résultats se présentant sous la forme de cartes mais elle pourrait également être appliquée pour la prévision de la pression avant forage d'un puits (application de la méthode à une courbe de pression plutôt qu'à une carte). Ce type d'information pourrait être transmise aux foreurs. Ceux-ci bénéficieraient alors d'une meilleure estimation des incertitudes sur la pression au cours du forage, ce qui réduirait potentiellement les risques associés aux forages et qui sont sources de coûts importants.



### 3 Conclusions et perspectives

---

Les travaux présentés dans ce manuscrit montrent ma contribution à l'élaboration de nouveaux outils visant à renforcer les liens entre les différentes disciplines des géosciences afin de produire des résultats plus cohérents avec l'interprétation des données et avec le contexte géologique. Nous avons ainsi développé deux nouvelles méthodes que nous avons brevetées et qui devraient prochainement être implémentées dans la plateforme OpenFlow commercialisée par Beicip-Franlab. Ces méthodes permettent l'extrapolation d'informations locales à l'ensemble d'un bassin sédimentaire. Elles s'appuient sur la connaissance *a priori* du modélisateur de bassin et sur des concepts géologiques et physiques afin de fournir une information faisant le lien entre les données locales (connues) et l'échelle régionale (inconnue). L'une des contraintes adoptées a ainsi été de n'utiliser que des données couramment utilisées en modélisation de bassin et d'être applicable dans des temps adaptés aux études opérationnelles dans les compagnies pétrolières. Elles portent sur deux éléments clés de l'analyse d'un système pétrolier : la thermicité du bassin sédimentaire, qui permet la détermination de la quantité d'hydrocarbures générés par les roches-mères, et la distribution du potentiel pétrolier initial dans le bassin.

La détermination de l'histoire thermique du bassin s'appuie sur un modèle numérique intégrant à la fois l'histoire sédimentaire du bassin et l'évolution de la partie lithosphérique sous-jacente. Nous avons montré que, hormis pour les événements ponctuels tels que les épisodes d'extension du bassin, la plupart des incertitudes sur les propriétés de la lithosphère ont des effets sur le flux de chaleur à l'interface entre la croûte et les sédiments constants dans le temps. En l'absence de modification de la géométrie de la lithosphère, les variations de flux de chaleur qui sont enregistrées à cette interface peuvent ainsi être mises sur le compte des effets de sédimentation, d'érosion ou de distribution des propriétés thermiques des sédiments. Ces résultats ont été utilisés pour mettre au point la méthode d'ajustement des flux de chaleur aux puits de forage et d'extrapolation des résultats de calibration à l'ensemble du bassin cohérente avec l'information géologique *a priori*. La mise en œuvre de cette méthode sur un cas d'application représentatif du bassin de Berkine en Algérie a notamment permis de montrer le potentiel d'amélioration des prévisions qu'elle apporte en comparaison des méthodes actuellement employées.

Dans la deuxième méthode nous avons utilisé des concepts récemment formalisés de production et préservation de matière organique dans les domaines océaniques pour mettre au point une approche de détermination du potentiel pétrolier à l'échelle du bassin sédimentaire. Elle s'appuie exclusivement sur ces nouveaux concepts, sur la connaissance *a priori* du modélisateur de bassin formalisée dans un modèle numérique, et sur des données classiques de caractérisation des roches-mères. Elle permet d'estimer la distribution du potentiel pétrolier dans le bassin en respectant à la fois les contraintes géochimiques associées aux caractérisations de la matière organique (bilan carbone) et les concepts géologiques de production et de préservation de la matière organique lors de son dépôt dans les sédiments. Nous avons montré que cette approche fournit des estimations variables spatialement et cohérentes avec les mesures disponibles. Elle permet ainsi une meilleure prévision des zones potentiellement les plus riches en matière organique.

Nous avons également adapté et mis en œuvre une méthode d'analyse de sensibilité et de détermination des probabilités (ou des risques) liés aux éléments du système pétrolier. Cette méthode s'applique à des résultats complexes tels que des cartes ou des courbes. Elle rend ainsi possibles l'étude et l'interprétation des cartes de risque et d'incertitude sur la sédimentation et la distribution des faciès dans un bassin sédimentaire. Elle donne accès à des interprétations extrêmement puissantes permettant de faire le lien avec la morphologie du bassin sédimentaire et ainsi de replacer l'étude dans son cadre géologique. La méthode vise également à rapprocher les techniques, actuellement très répandues, de segmentation et de cartographie des risques (CRS mapping) des outils de modélisation des systèmes pétroliers. Les

domaines d'application de cette méthode sont très variés. Nous nous sommes restreints, ici, à la détermination des risques liés à la présence d'un réservoir et à la maturité d'une roche mère. La méthode pourrait être généralisée à l'ensemble des risques liés à l'exploration pétrolière. Elle a d'ailleurs été récemment mise en œuvre par Bruneau (2016) pour l'analyse des mécanismes régissant la distribution de la matière organique dans le bassin de Paris. Elle pourrait également être étendue à l'estimation des pressions le long d'un puits à forer afin de réduire les risques (et donc les coûts) de forage.

Les outils de modélisation des systèmes pétroliers et de modélisation stratigraphique visent à modéliser des phénomènes complexes et requièrent des temps de simulations particulièrement longs (de plusieurs minutes à plusieurs heures). Les outils permettant de faciliter la construction d'un modèle et de réduire le temps de mise en cohérence du modèle géologique et du modèle numérique sont donc extrêmement importants pour permettre la diffusion de ces outils dans les groupes d'exploration des compagnies pétrolières. Il est également essentiel de valoriser les modèles numériques en rendant possible l'intégration de toute l'information disponible afin de justifier l'investissement en temps et en argent que nécessitent ces approches. L'ensemble des travaux que nous avons présentés concourent d'une part à faciliter la modélisation par la mise en cohérence entre interprétation géologique et construction du modèle numérique associé et d'autre part à augmenter la quantité et la qualité de l'information qui peut être extraite des outils de modélisation en géosciences.

La mise au point d'outils réduisant le temps de construction d'un modèle et d'interprétation des résultats est encore plus critique pour les outils de modélisation stratigraphique dont la diffusion est plus récente que celle des outils de modélisation de systèmes pétroliers. Il y a près de vingt ans déjà, Watney *et al.* (1999) conditionnaient l'avenir de la modélisation stratigraphique à la mise en place d'approches rigoureuses permettant de tester, caler, vérifier et comparer des résultats de simulation. La modélisation stratigraphique inverse est en effet un des éléments critiques pour le succès de ces outils de simulation. Il n'existe toutefois, à notre connaissance, aucun outil opérationnel de calibration des modèles stratigraphiques. Peu de réponses ont par exemple été apportées à la calibration des paramètres régissant le transport des sédiments (Perlmutter *et al.*, 1999). De nombreuses approches d'inversion ont toutefois été étudiées au cours des dernières décennies (Lessenger et Lerche, 1999; Cross et Lessenger.; 1999; Lerche, 1996; Bornholdt *et al.*, 1999 ; Wijns *et al.*, 2003; Blum *et al.*, 2006 ; Imhof et Sharma, 2006; Charvin *et al.*, 2008, Dobranszky *et al.*, 2004, 2005). Ces méthodes se heurtent à deux écueils majeurs. D'une part les simulations stratigraphiques sont généralement longues (quelques dizaines de minutes à quelques dizaines d'heures), et les méthodes d'inversion requièrent de nombreuses simulations (parfois plusieurs centaines). D'autre part, du fait de la complexité de la transcription des observations géologiques en données numériques quantitatives, la définition d'une mesure des écarts entre observation et simulation reste complexe (Wijns *et al.*, 2003, Charvin *et al.*, 2008). En effet, les utilisateurs visent à reproduire la distribution des faciès sédimentaires, décrits numériquement par des environnements de dépôts (bathymétrie de dépôt, énergie du milieu...) et des assemblages de sédiments, qu'il est difficile de quantifier à partir des observations géologiques. Dans la pratique les utilisateurs vont calibrer plus qualitativement que quantitativement leur modèle numérique. Afin de résoudre ce problème des auteurs ont proposé de nouvelles méthodes originales. Wijns *et al.* (2004) ont tenté d'intégrer de l'expertise géologique dans la procédure de calibration. Kaltwasser *et al.* (2005) ont cherché à traduire la mesure de similarité subjective d'un utilisateur expert sous une forme quantifiable et intégrable dans un algorithme d'inversion. Ces approches n'ont toutefois pas abouti à des résultats suffisamment probants notamment du fait de leur difficulté de mise en œuvre, du nombre de simulations nécessaire et du faible rapport entre qualité du modèle et temps investi. Des travaux proposant de nouveaux outils de mesure de la qualité des modèles stratigraphiques pour la calibration de la distribution des faciès inspirés de méthodes issues de la comparaison d'images peuvent également être envisagés (Tillier *et al.*, 2013). Elles se basent sur la construction d'une fonction de comparaison entre les résultats obtenus et un modèle géologique conceptuel décrivant plusieurs domaines sédimentaires (domaines marin et continental séparés par une ligne de côte par exemple).

D'autres perspectives de travaux concernent l'utilisation approfondie des méta-modèles. Dans les travaux que nous avons présentés, ils ont été utilisés pour des analyses de sensibilité et des analyses de risque. Leur usage pourrait être étendu à la calibration des modèles numériques. Il est en effet possible de déterminer des densités de probabilités *a posteriori* en comparant les résultats des modèles aux données géologiques ou géochimiques. Ces comparaisons se font à partir de la définition d'une fonction de mesure de l'écart entre le résultat de simulation et les données disponibles. Ces fonctions sont relativement faciles à construire quand il s'agit de valeurs scalaires telles que les températures et les valeurs de réflectance de la vitrinite. De nombreux travaux restent ainsi nécessaires afin d'aller plus loin dans la diffusion des outils de modélisation numérique et dans la valorisation de leurs résultats. Un des points critiques réside notamment dans le temps nécessaire à la réalisation d'analyses de risques et de sensibilité qui nécessitent la réalisation d'un échantillon de simulations déjà coûteuses en temps de calcul. Deux approches sont donc envisageables afin de réduire le temps global d'une analyse de sensibilité ou de risque : réduire le temps de chaque simulation ou réduire le nombre de simulation requis.

Les explorateurs de bassin ont l'habitude, nous l'avons vu, de segmenter le risque afin d'en appréhender plus facilement les multiples facettes. Ce type d'approche peut être mis à profit pour élaborer des outils d'exploration focalisés sur chacun des risques étudiés et réduire ainsi les temps de simulation. C'est ce que nous avons commencé à faire avec la mise au point d'un outil de modélisation rapide de la distribution du potentiel pétrolier. Afin de l'intégrer dans un processus d'analyse des risques, il pourrait être envisagé de fournir des distributions de probabilités des couples ( $TOC_0$  et  $HI_0$ ). Ce calcul pourrait notamment être fourni par une optimisation bayésienne dans la méthode d'estimation de la distribution du potentiel pétrolier. Ce type d'approche permettrait l'obtention de cartes de risque de présence de la roche-mère de la même manière que nous avons déterminé des cartes de risque de présence d'un réservoir. Elle pourrait également être comparée aux approches intégrant des physiques plus complexes, intégrées dans les modèles génétiques des processus sédimentaires, telles que celle présentée par Bruneau (2016).

D'autres approches peuvent également être explorées afin de réduire le nombre de simulation requises. Il existe en effet des méthodes permettant de construire un méta-modèle par ajout progressif de simulations jusqu'à obtention d'une qualité de prédiction suffisante. Ces types d'approches pourraient diminuer drastiquement le nombre de simulations requises pour les analyses d'incertitude et de risque. D'autres méthodes de réduction du temps de construction du méta-modèle passent par l'utilisation de différentes résolutions de simulations. Elles consistent par exemple à construire le méta-modèle à partir d'un mélange de simulations intégrant tout la physique désirée et d'autres intégrant une physique simplifiée. Elles peuvent également utiliser des résultats obtenus sur des maillages de résolution différente : la résolution fine désirée et une résolution dégradée mais pour laquelle les simulations sont nettement plus rapides. Ces méthodes, lorsqu'il existe une bonne corrélation entre les deux niveaux de résolution (spatiale, temporelle ou physique), permet une réduction effective du temps nécessaire à l'analyse des incertitudes et des risques. Elles ont notamment déjà fait l'objet d'application en ingénierie des réservoirs (Thenon *et al.*, 2016).

Les résultats obtenus et les méthodes développées dans mon travail sont une étape modeste mais concrète dans l'aide à la construction et à l'interprétation des résultats numériques de simulation en géosciences. Les efforts demandent toutefois à être poursuivis afin de continuer à améliorer la qualité des études menées avec les outils numériques de modélisation géologique et afin de réduire les temps d'obtention de ces résultats. Les pistes proposées ici ne sont que quelques perspectives possibles s'appuyant sur les résultats de mes travaux.



## 4 Références

---

- Aliev, M., Aït Laoussine, N. A., Avrov, V., Aleksine, G., Barouline, G., Iakovlev, B., Korj, M., Kouvykine, J., Makarov, V., Mazanov, V., Medvedev, E., Mkrtchiane, O., Moustafinov, R., Oriev, L., Oroudjeva, D., Oulmi, M., et Saïd, A., 1971, Geological structures and estimation of oil and gas in the Sahara in Algeria. Spain, Altamira-Rotopress, S. A., 265 p.
- Armstrong, R.A., Lee, C., Hedges, J.I., Honjo, S. and Wakeham S.G., 2002, A new, mechanistic mode lfor organic carbon fluxes in the ocean based on the quantitative association of POC with ballast minerals. *Deep-Sea Research II* 49, 219–236.
- Arndt, S., Jørgensen, B.B., LaRowe, D.E., Middelburg, J.J., Pancost, R.D., et Regnier, P., 2013, Quantifying the degradation of organic matter in marine sediments: A review and synthesis. *Earth-Science Reviews*, 123, 53–86.
- Bagirov, E. et Lerche, I., 1999, Probability et sensitivity analysis of two-dimensional basin modeling results. In : Harbaugh, J., Watney, W.L., Rankey, E., Goldstein, R., et Franseen, E. (eds). *Numerical Experiments in Stratigraphy*, SEPM – Society of Sedimentary Geology, Special Publication 62, pp. 35-68.
- Béhar, F., Lorant, F. et Mazeas, L., 2008, Elaboration of a new compositional kinetic schema for oil cracking. *Organic Geochemistry*, 39, 764–782.
- Ben Abdelkrim, M., 2015, Interprétation Géodynamique des Configurations Sismiques marqueurs événementiels aux applications des Systèmes pétroliers dans le Bassin de Berkine Est, (Plateforme Saharienne, Algérie). Mémoire de magistère de l'université de Constantine, Algérie.
- Bethke, C.M., 1985, A numerical model of compaction-driven groundwater flow et heat transfer et its application to the paleohydrology of intracratonic sedimentary basins. *J. Geophys. Res.*, 90, pp. 6817-6828.
- Betts, J.N. et Holland, H.D., 1991, The oxygen content of ocean bottom waters, the burial efficiency of organic carbon, and the regulation of atmospheric oxygen. *Palaeogeogr., Palaeoclimatol., Palaeoecol. (Global Planet. Change Sect.)*, V. 97, 5-18.
- Blum, J., Dobranszky, G., Eymard et R., Masson, R., 2006, Identification of a stratigraphic model with seismic constraints, *Inverse Problems* 22 1207.
- Blumenstein, I.O., Kross, B.M., Di Primio, R., Rottle, W., Muller, E., Westerlage, C. et Littke, R., 2008. Biodegradation in numerical basin modelling a case study from the Gifhorn Trough, N-Germany. *Int. J. Earth Sci (Geol Rundsch)*, 97, 1115-1129.
- Bohacs, K.M., West, B.P. et Grabowski, G.J., 2008, Retrodicting source-rock quality and paleoenvironmental conditions. *WO Patent App. PCT/US2008/007,185*.
- Bornholdt, S., Nordlund, U. et Westphal, H., 1999, Inverse modeling using genetic algorithms. In : Harbaugh, J., Watney, W.L., Rankey, E., Goldstein, R., et Franseen, E. (eds). *Numerical Experiments in Stratigraphy*, SEPM – Society of Sedimentary Geology, Special Publication 62, pp. 85-90.
- Bou Daher, S., Nader, F. H., Strauss, H. et Littke, R., 2014. Depositional Environment And Source-Rock Characterisation Of Organic-Matter Rich Upper Santonian – Upper Campanian Carbonates, Northern Lebanon. *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 37(1), January 2014, pp 5-24.

- Bou Daher, S., Ducros, M., Michel, P., Hawie, N., Nader, F.H. et Littke, R., 2016, 3D thermal history and maturity modelling of the Levant Basin and its eastern margin, offshore–onshore Lebanon. *Arab J Geosci* (2016) 9:40, DOI 10.1007/s12517-016-2455-1.
- Boudjema, A., 1987, Evolution structurale du bassin pétrolier «Triasique» du Sahara Nord Oriental (Algerie). Thèse à l'Université de Paris-Sud, Centre d'Orsay, 290 p.
- Bouquet, S., 2013, Etude des interférences entre injection multiple de CO<sub>2</sub> dans un aquifère salin profond à l'échelle industrielle. Sciences de la terre, Ecole Nationale des Mines de Paris, 2013.
- Bruneau, B., 2016, Vers un modèle sédimentaire et stratigraphique intégré des dépôts liasiques riches en matière organique en Europe. Sciences de la terre, Université Pierre et Marie Curie, Paris VI, 2016.
- Burdige, D.J., 2011, Temperature dependence of organic matter remineralization in deeply-buried marine sediments, *Earth and Planetary Sciences Letters*.
- Burgess, P.M., Lammers, H., Van Oosterhout, C. et Granjeon, D., 2006, Multivariate sequence stratigraphy: tackling complexity et uncertainty with stratigraphic forward modeling, multiple scenarios, et conditional frequency maps. *AAPG Bulletin* v.90 N°12- pp1883-1901.
- Burnham, A.K. et Sweeney, J.J., 1999, A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Vol. 53, pp. 2649-2657.
- Burrus, J., 1997, Contribution à l'étude du fonctionnement des systèmes pétroliers :Apport d'une modélisation bi-dimensionnelle. Thèse de Doctorat en Hydrologie et hydrogéologie quantitative de l'École des Mines de Paris.
- Catuneanu, O., Abreu, V., Bhattacharya, J. P., Blum, M. D., Dalrymple, R. W., Eriksson, P. G., Fielding, C. R., Fisher, W. L., Galloway, W. E., Gibling, M. R., Giles, K. A., Holbrook, J. M., Jordan, R., Kendall, C. G. St.C., Macurda, B., Martinsen, O. J., Miall, A. D., Neal, J. E., Nummedal, D., Pomar, L., Posamentier, H. W., Pratt, B., R., Sarg, J. F., Shanley, K. W., Steel, R. J., Strasser, A., Tucker, M. E. et Winker, C., 2009. Towards the Standardization of Sequence Stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 92:1–2 (January 2009), pp. 1–33, doi: 10.1016/j.earscirev.2008.10.003.
- Charvin, K., Gallagher, K., Hampson, G.L. et Labourdette, R., 2008, A Bayesian approach to inverse modelling of stratigraphy, part 1: method. *Basin Research* 21, 1, 5-25.
- Charvin, K., Hampson, G.L., Gallagher, K. et Labourdette, R., 2008, A Bayesian approach to inverse modelling of stratigraphy, part 2:Validation tests. *Basin Research* 21, 1, 27-45.
- Chauveau, B., Granjeon, D., Michel, P. et Woillez, M.N., *in Prep.*, Assessing organic-rich facies distributions in marine realms: stratigraphic modeling methodology and applications.
- Chauveau, B., Granjeon, D. et Huc, A.Y., 2014, Modélisation de la production et dégradation de la matière organique marine : Application sur la formation Marcellus, Dévonien (Bassin des Appalaches, USA). Rapport IFPEN n°64309.
- Chenet, P.Y., Bessis, F., Ungerer, P., Nogaret, E. et Perrin, J.F., 1983. Comment les modèles mathématiques en géologie peuvent réduire le risque en exploration pétrolière. Proc 11th World Pet. Congress, London, pp. 387-404.
- Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southeast Asia, 2000, The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects.
- Crombez, V., 2016, Petrofacies, sédimentologie et architecture stratigraphique des roches riches en matière organique. Etude multi-approches des formations Montney et Doig (trias inférieur et

- moyen, Alberta - Colombie Britannique, Canada). Université Pierre et Marie Curie, Ecole doctorale Géosciences , Ressources Naturelles et Environnement (ED 398).
- Crombez, V., Baudin, F., Rohais, S., Riquier, L., Euzen, S., Pauthier, S., Ducros, M., Caron, B. et Vaisblat, N., 2016a, Basin scale distribution of organic matter in marine fine-grained sedimentary rocks: Insight from sequence stratigraphy and multi-proxies analysis in the Montney and Doig Formations. *Marine and Petroleum Geology*. Doi: 10.1016/j.marpetgeo.2016.10.013
- Crombez, V., Rohais, S., Baudin, F. et Euzen, T., 2016a, Facies, well-log patterns, geometries and sequence stratigraphy of a wave dominated margin: Insight from the Montney Formation (Alberta, British Columbia, Canada), *Bulletin of Canadian Petroleum Geology* 64 (4).
- Cross, T.A. et Lessenger, M.A., 1999, Construction et application of a stratigraphic inverse model. In : Harbaugh, J., Watney, W.L., Rankey, E., Goldstein, R., et Franseen, E. (eds). *Numerical Experiments in Stratigraphy*, SEPM – Society of Sedimentary Geology, Special Publication 62, pp.69-84.
- Csato, I., Granjeon, D., Catuneanu, O. et Baum, G.R., 2013, A three-dimensional stratigraphic model for the Messinian crisis in the Pannonian Basin, eastern Hungary<sup>1</sup>: *Basin Research*, v. 25, no. 2, pp. 121-148.
- Dalla Rosa, M., Renard, D. et Ruffo, P., 2012, A Geostatistical approach for the modelling of Earth's heat flow. AAPG Hedberg Research Conference on "Petroleum Systems: Modeling The Past, Planning The Future", 1-5 October, Nice, France.
- Demaison, G. et Huizinga, B.J., 1991, Genetic classification of petroleum systems: *AAPG Bulletin*, 75, 10, pp. 1626-1643.
- Dobranszky, G., 2005, Systèmes d'aide à l'inversion des modèles stratigraphiques, Thèse, Université de Nice-Sophia Antipolis.
- Dobranszky, G., Masson, R., Albouy, E. et Cacas M.C., 2004, A 4D stratigraphic model fitting seismic data for sedimentary basin modelling. *Proceedings of ECMOR IX, EAGE*.
- Doligez, B., Bessis, F., Burrus, J., Ungerer, P. et Chenet, P.Y., 1986, Integrated Numerical Simulation of Sedimentation, Heat Transfer, Hydrocarbon Formation and Fluid Migration in a Sedimentary Basin: the Themis Model. *Thermal Modelling in Sedimentary Basins, Proceedings of the 1st IFP Research Conference on Exploration, Carcans, June 3-7, 1985*, 173-195.
- Douarache, F., Da Veiga, S., Feraille, M., Enchéry, G., Touzani, S. et Barsalou, R., 2014. Sensitivity Analysis and Optimization of Surfactant-Polymer Flooding under Uncertainties. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles* 2014.
- Dow, W.G., 1974, Application of oil-correlation to source rock data to exploration in Williston Basin. *AAPG Bulletin*, 58, pp. 1253-1262.
- Ducros, M., 2012, "Procédé d'exploitation d'un bassin sédimentaire au moyen d'un modèle de bassin calé thermiquement". Déposé le 26 Sep 2012 sous le numéro 12/02.556 et délivré le 12 Septembre 2014.
- Ducros, M., 2014, Rapport de synthèse sur la transformation thermique de la matière organique pour les besoins de l'exploration des bassins pétroliers. Rapport interne IFPEN n°63344.
- Ducros, M. et Wolf, S., 2014, Tests des développements du modèle de génération du gaz biogénique dans Visco. Rapport IFPEN R161/MD-OC 14-055.
- Ducros, M. et Chauveau B., 2015, "Procédé d'exploitation d'un bassin sédimentaire au moyen de cartes de teneur en carbone organique et d'indice d'hydrogène". Déposé le 10 Décembre 2015, sous le numéro 15/62.115.

- Ducros, M., Carpentier, B., Wolf, S. et Cacas M.C., 2016, Integration of biodegradation et migration of hydrocarbons in a 2D petroleum systems model: application to the Potiguar Basin, NE Brazil. *Journal of Petroleum Geology*, 39 (1), pp. 61 – 78.
- Ducros, M., Euzen, T., Sassi, W, Crombez, V. and Vially, R., 2017, 2-D basin modeling of the WCSB across the Montney-Doig system: implications for hydrocarbon migration pathways and unconventional resources potential, in Mahdi A. AbuAli, Isabelle Moretti and Hege M. Nordgård Bolås, eds, *Petroleum Systems Analysis – Case Studies: AAPG Memoir 114*, p.117-134. DOI: 10.1306 /13602027M1143703
- Durand, B., Ungerer, P., Chiarelli, A. et Oudin, J.L., 1984, Modélisation de la migration de l'huile. Application à deux exemples de bassins sédimentaires. *Proc. 11th World Petroleum Congre.*, London, 1983, pp. 1-13.
- Falivene, O., Pickens, J., Gesbert, S., Tobias, G., Mc Donald, M. Bradford, P. Steffens, G.S. et Granjeon, D., 2012, Inversion of three-dimensional exploration-scale stratigraphic forward models for derisking reservoir presence: Application to the Tertiary GOM. *AAPG ACE 2012*, Long Beach, USA.
- Feraille, M., et Marrel, A., 2012, Prediction under Uncertainty on a Mature Field: *Oil Gas Sci. Technol.* – *Revue d'IFP Energies Nouvelles*, v. 67, no. 12, p. 193–206.
- Forrester, A.I.J., et Keane, A.J., 2009, Recent advances in surrogate-based optimization: *Progress in Aerospace Sciences*, vol. 45, p. 50-79.
- Galeazzi, S. , Point, O., Haddadi, N., Mather, J. et Druesne, D., 2010, Regional Geology and petroleum systems of the Illizi–Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview. *Marine and Petroleum Geology*, 27 (2010) 143–178.
- Gallagher, K., 1998, Inverse thermal history modeling as a hydrocarbon exploration tool. *Inverse Problem*, 14, pp. 479-497.
- Gervais, V., Ducros, M. et Granjeon, D., 2016, Uncertainty quantification for stratigraphic modelling. *AAPG Hedberg Conference on the "Future of Basin and Petroleum Systems Modeling"*, Santa Barbara, California.
- Gervais-Couplet, V., Ducros, M., and Granjeon, D., Probability maps of reservoir presence and sensitivity analysis in stratigraphic forward modeling. In press: preliminary version published online Ahead of print 08 November 2017. *AAPG Bulletin*. DOI:10.1306/0913171611517242
- Granjeon, D. et Joseph, Ph., 1999, Concepts et applications of a 3D multiple lithology, diffusive model in stratigraphic modelling. In : Harbaugh, J., Watney, W.L., Rankey, E., Goldstein, R., et Franseen, E. (eds). *Numerical Experiments in Stratigraphy*, SEPM – Society of Sedimentary Geology, Special Publication 62, pp. 197-210.
- Granjeon, D. et Chauveau, B., 2014, Sedimentary basin development method using stratigraphic simulation coupled with an organic matter production and degradation model. *Brevet US20140163883 A1*
- Harbaugh, J. W. et Bonham-Carter, G., 1970. *Computer Simulation in Geology: Wiley-Interscience*, New York, 575 pp.
- Hawie, N., Gorini, C., Deschamps, R., Nader, F.H., Montadert, L., Granjeon, D. et Baudin, F., 2013, Tectono-stratigraphic evolution of the northern Levant Basin (offshore Lebanon). *Marine and Petroleum Geology*, V. 38, pp. 392-410.



- Hermanrud, C., Basin modelling techniques – an overview. In Basin Modelling: Advances et Applications, 1993, edited by A.G. Doré *et al.* NPF Special Publication 3, p1-34, Elsevier, Amsterdam.
- Hoering, T.C. et Abelson, P.H., 1963, Hydrocarbons from kerogen Carnegie Institute. Washington Yearbook, 62, 229-234.
- Husson, L. et Moretti, I., 2000, Contrôles thermiques dans les zones compressives. Rapport IFPEN n° 54024 (Document public).
- Ibrahimbas, A., et Riediger, C., 2004, Hydrocarbon sources rock potential as determined by Rock-Eval 6 / TOC pyrolysis, Northeast British Columbia and Northwest Alberta. Tech. rep., BC Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources.
- Imhof, M.G. et Sharma A.K., 2006., Quantitative seismostratigraphic inversion of a prograding delta from seismic data. Marine et Petroleum Geology Volume 23, Issue 7, August 2006, pp. 735-744.
- Iooss, B. et Ribatet, M., 2009, Global sensitivity analysis of computer models with functional inputs. Reliability Engineering et System Safety, 94, 1194-1204.
- Jarvie, D.M., 2012, Shale resource systems for oil and gas: Part 1—Shale-gas resource systems, in J. A. Breyer, ed., Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97, 69-87.
- Kaltwasser, P., Boschetti, F. et Hornby, P., 2005, Measure of similarity between geological sections accounting for subjective criteria. Computers & Geosciences, Volume: 31, Issue: 1, pp. 29-34.
- Kartsev, A.A., Tabasaranskii, Z.A., Subbota, M.L. et Mogilevskii, G.A., 1959, Geochemical Methods of Prospecting and Exploration for Petroleum and Natural Gas, ed. P.A. Witherspoon and W.D. Romey, University of California Press.
- Kooi, H., Cloetingh, S. et Burrus, J., 1992, Lithospheric necking et regional isostasy at extensional basins: 1. Subsidence et gravity modeling with an application on the Gulf of Lions margin (SE France): Journal of Geophysical Research, 97, pp. 17,553-17,571.
- Kusznir, N.J. et Ziegler, P.A., 1992, The mechanics of continental extension and sedimentary basin formation: A simple-shear/pure-shear flexural cantilever model. Tectonophysics, 215 (1992) pp. 117-131.
- Lachenbruch, A. H., 1970, Crustal temperature and heat production: implications of the linear heat flow relation. Journal of Geophysical Research, 76, pp. 3842-3851.
- Larter, S.R., Wilhelms, A., Head, I.M., Koopmans, M.P., Aplin, A. Di Primio, R., Zwach, C., Erdmann, M. And Telnaes, N., 2003. The controls of the composition of biodegraded oils in the deep surface – Part 1: biodegradation rates in petroleum reservoirs. Organic Geochemistry, 34, 601-613.
- Le Guerroué, E., Pitz, J., Jermannaud, P., Chenet, P.Y., Gillis, E., Carter, J., Atkinson, I., McCallum, D. et Wright, R., 2016, Exploration Risk Assessment Using Forward Stratigraphic Modelling: Flemish Pass Basin, NL, Canada. AAPG Annual Convention and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada.
- Lerche, I., Yarzab, R.F. et Kendall, C.G.St.C., 1984, The determination of palaeoheat flux from vitrinite reflectance data. AAPG Bulletin, 68, pp. 1704–17.
- Lerche, I., 1988, Inversion of Multiple Thermal Indicators: Quantitative Methods of Determining Paleohat Flux and Geological Parameters. I. Theoretical Development for Paleohat Flux. Mathematical Geology, Vol. 20, No. 1.
- Lerche, I., 1996, An inverse method for determining parameters for folded structures. Quarterly of Applied Mathematics, v. 54, pp. 625-636.

- Lessenger, M.A. et Lerche, I., 1999, Inverse modeling. In : Harbaugh, J., Watney, W.L., Rankey, E., Goldstein, R., et Franseen, E. (eds). Numerical Experiments in Stratigraphy, SEPM – Society of Sedimentary Geology, Special Publication 62, pp. 29-34.
- Loève, M., 1978, Probability Theory, vols. I-II.: New York, Springer, 416 p.
- Louis, M.C. et Tissot, B.P., 1967, Influence de la température et de la pression sur la formation des hydrocarbures dans les argiles à kérogène. In: Proceedings, 7th World Petroleum Congress, Mexico, Vol. 2, 47-60.
- Lothe, A.E. et Tommeras, O, 2006, Stochastic Monte-Carlo simulations of overpressure probability distribution in the Halten Terrace area. AAPG 2006 International Conference and Exhibition, Perth, Australia.
- Lucazeau, F. et S. Le Douaran, 1985, The blanketing effect of sediments in basins formed by extension: a numerical model. Application to the Gulf of Lions and Viking Graben. Earth and Planetary Science Letters, v. 74, pp. 92-102.
- Mann, U. et Zweigel, J., 2008, Modelling source rock distribution and quality variations: The OF-Mod approach. In: Analogue and Numerical Forward Modelling of Sedimentary Systems; from Understanding to Prediction (P.L. de Boer, G. Postma, C. J. van der Zwan, P. M. Burgess and P. Kukla, eds.). Special Publication 40 of the International Association of Sedimentologists, 239-274.
- Markwick, P., 2011, Source Facies Prediction: Boundary Conditions, Uncertainties, History and Future. Geological Society Conference on "Source Rocks; Character, Prediction and Value". Geological Society, London, 12-14th September 2011.
- Marrel, A. et Perot, N., 2012, Development of a surrogate model and sensitivity analysis for an atmospheric dispersion computer code. Proceedings of PSAM 11 & ESREL 2012 Conference, Helsinki, Finland, June 2012.
- Marrel, A., Perot, N. et Mottet, C., 2015, Development of a surrogate model and sensitivity analysis for spatio-temporal numerical simulators: Stoch. Env. Res. Risk A., vol. 29, no. 3, p. 959-974, doi:10.1007/s00477-014-0927-y.
- Martin, J. H., Knauer, G. A., Karl, D. M. et Broenkow, W. W., 1987, Vertex: carbon cycling in the Northeast Pacific. Deep Sea Res., V. 34, 267-285.
- McKenzie, 1978, D., Some remarks on the development of sedimentary basins. Earth et Planetary Science Letters, 40, pp. 25 -32.
- Mckay, M.D., Beckman, R.J. et Conover, W.J., 1979, Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code: Technometrics, vol. 21, no. 2, p. 239-245.
- McNab, J.G., Smith, P.V., Jr et Betts, R L., 1952, The evolution of petroleum. Ind. Engin. Chem., 44, 2556-2563.
- Merriam, D. F., 1972. Mathematical Models of Sedimentary Processes; an international symposium. Plenum Publ., New York, 271 p.
- Middelburg, J.J., 1989, A simple rate model for organic-matter decomposition in marine-sediments. Geochimica et Cosmochimica Acta 53, 1577–1581.
- Nielsen, S.B. et Dahl, B., 1991, Confidence limits on kinetic models of primary cracking and implications for hydrocarbon generation. Marine and Petroleum Geology, V. 8, pp. 443-492.

- Nielsen, S.B., 1993, Fast Monte Carlo simulation of hydrocarbon generation. In Basin Modelling: Advances et Applications, 1993, edited by A.G. Doré *et al.* NPF Special Publication 3, p1-34, Elsevier, Amsterdam.
- Peterson, J.A., 1985, Geology and petroleum resources of north-central and northeastern Africa. U.S. Geological Survey Open-File Report 85-709, 54 p.
- Perlmutter, M.A., de Boer, P., et Syvitski, J.R., 1999, Geological observations et parameterizations. In : Harbaugh, J., Watney, W.L., Rankey, E., Goldstein, R., et Franseen, E. (eds). Numerical Experiments in Stratigraphy, SEPM – Society of Sedimentary Geology, Special Publication 62, pp. 25-28.
- Perrodon, A., 1980, Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures, Masson, Paris, 381p.
- Petropoulos, G., Wooster, M.J., Carlson, T.N., Kennedy, M.C., Scholze, M., 2009, A global Bayesian sensitivity analysis of the 1d SimSphere soil-vegetation-atmospheric transfer (SVAT) model using Gaussian model emulation. Ecological Modelling, x.
- Philippi, G.T., 1965, On the depth, time and mechanism of petroleum generation. Geochim. Cosmochim. Acta, 29, 1021-1049.
- Pitt, G.J., 1961, The kinetics of the evolution of volatile products from coal. In: 4th International Conference on Coal Science, Le Touquet, France, 30 May-2 June 1961.
- Riediger, C., Brooks, P., Fowler, M. et Snowdon, L., 1990, Lower and Middle Triassic source rocks, thermal maturation, and oil-source rock correlations in the Peace River Embayment area, Alberta and British Columbia. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 38(1), 218-235.
- Rokosh, D., Lyster, S., Anderson, S., Beaton, A., Berhane, H., Brazzoni, T. et Pawlowicz, J., 2012, Summary of Alberta's Shale- and Siltstone-Hosted Hydrocarbons. Tech. rep., ERCB/AGS.
- Romero-Sarmiento, M. F., Ducros, M., Carpentier, B., Lorant, F., Cacas, M. C., Pegaz-Fiornet, S., Wolf, S., Rohais, S. et Moretti, I., 2013, Quantitative evaluation of TOC, organic porosity and gas retention distribution in a gas shale play using petroleum system modelling: Application to the Mississippian Barnett Shale. Marine and Petroleum Geology, 45, 315-330.
- Rudkiewicz, J.L., Carpentier, B., Vandenbroucke, M., Pernelle, M et Sciamanna, S., 2003, Regional basin modeling study of the Berkine-Illizi Basin (Algeria). Rapport interne IFPEN.
- Rüpke, L.H., Schmalholz, S.M., Schmid, D.W. et Podladchikov, Y.Y., 2008, Automated thermotectonostratigraphic basin reconstruction: Viking Graben case study, AAPG Bulletin, V. 92, n° 3, pp. 309-326.
- Sacks, J., Welch, W.J., Mitchell, T.J. et Wynn, H.P., 1989, Design and Analysis of Computer Experiments. Statist. Sci., vol. 4, n°4, pp. 409–423.
- Saltelli, A., Tarantola, S., et Chan, K., 1999, A quantitative model-independent method for global sensitivity analysis of model output. Technometrics, 41, 39–56.
- Saltelli, A., 2002, Making best use of model evaluations to compute sensitivity indices. Computer Physics Communications, 145, 280-297.
- Saltelli, A., Annoni, P., Azzini, I., Campolongo, F., Ratto, M. et Tarantola, S, 2010, Variance based sensitivity analysis of model output. Design et estimator for the total sensitivity index. Computer Physics Communications, 181, 259-270.

- Schaaf, T., Coureaud, B., Labat, N. et Busby, D., 2009, Using experimental designs, assisted history-matching tools, and Bayesian framework to get probabilistic gas-storage pressure forecasts. *SPE Reservoir evaluation and engineering*.
- Schwarzkopf, T.A., 1993, Model for prediction of organic carbon content in possible source rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 10, 478-492.
- Scotese, S. R., Moore, T., Illich, H. et Zumberge, J., 2006, SourceRocker: A Heuristic Computer Program that Predicts the Occurrence of Source Rocks Using Information from Paleogeography and Paleoclimate Models. Conference: AAPG 2006 Annual Convention, At Houston, TX, Volume: Abstracts: Annual Meeting - American Association of Petroleum Geologists v. 15, p. 97.
- Society of Petroleum Engineers, 2001, Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources. ISBN 978-1-55563-105-5.
- Sobol, I., 1990, Sensitivity estimates for nonlinear mathematical models. *Matematicheskoe Modelirovanie* 2, 112–118. in Russian, translated in English in Sobol, I., 1993, Sensitivity analysis for non-linear Mathematical models. *Mathematical Modeling & Computational Experiment (Engl. Transl.)*, 1993, 1, 407–414.
- Sudret, B., 2008, Global sensitivity analysis using polynomial chaos expansions. *Reliability Engineering et System Safety*, 93, 964-979.
- Thenon, A., Gervais, V. et Le Ravalec, M., 2016, Multi-fidelity méta-modeling for reservoir engineering – Application to history matching. *Computational Geosciences*, 20 : 1231. Doi: 10.1007/s10536-016-9587-y
- Tillier, E., Da Veiga, S. et Derfoul, R., 2013, Appropriate formulation of the objective function for the history matching of seismic attributes. *Computers & Geosciences*, V. 51, pp. 64-73.
- Tissot, B., 1969. Premières données sur les mécanismes et la cinétique de formation du pétrole dans les sédiments: simulation d'un schéma réactionnel sur ordinateur. *Rev. Inst. Fr. Pét.*, 24, pp. 470-501.
- Tommeras, A., 2016, Pre- and Post-well prediction of oil and gas columns using an iterative Monte Carlo technique with 3D petroleum systems modelling. AAPG Hedberg Conference on the "Future of Basin and Petroleum Systems Modeling", Santa Barbara, California.
- Ungerer, P., Espitalie, J., Marquis, F. and Durand, B., 1986, Use of kinetic models of organic matter evolution for the reconstruction of paleotemperatures: application to the case of the Gironville well (France). In: *Thermal Phenomena in Sedimentary Basins*, Editions Technip, Paris, 531-537.
- Ungerer, P., 1989, State of the art of research in kinetic modelling of oil formation and expulsion. *Organic Geochemistry*, 16, 1-3, 1-25.
- Vail, P.R., Mitchum, R.M. Jr. et Thompson, S., 1977, Seismic stratigraphy et global changes of sea level. AAPG Memoir 26.
- van de Weerd, A.A. et Ware, P.L.G., 1994, A review of the East Algerian Sahara oil and gas province (Triassic, Ghadames and Illizi Basins). *First Break*, v. 12, n° 7, pp. 363–373.
- Van Wees, J.D., van Bergen, F., David, P., Nepveu, M., Beekman, F., Cloetingh, S. et Bonté, D., 2009, Probabilistic tectonic heat flow modeling for basin maturation: Assessment method et applications. *Marine et Petroleum Geology*, 26, pp. 536-551.
- Van Wees, J.D. et Cloetingh, S., 1995, Geodynamics of intraplate compressional deformation; the alpine foreland and other examples: *Tectonophysics*, 252,7-59.

- VanWees, J.D. et Beekman, F., 2000, Lithosphere rheology during intraplate extension and compression: inferences from automated forward modeling of subsidence data. *Tectonophysics*, 320, 219–242.
- Wangen, M., 1995, The blanketing effect in sedimentary basins. *Basin Research*, v. 7, pp. 283-298. DOI: 10.1111/j.1365-2117.1995.tb00118.x
- Waples, D.W., Kamata, H. et Suizu, M., 1992a, The Art of Maturity Modeling - Part 1 : Finding a Satisfactory Geological Model. *AAPG Bulletin*, v. 76, n°1, pp. 31-46.
- Waples, D.W., Suizu, M. et Kamata, H., 1992b, The Art of Maturity Modeling - Part 2 : Alternative Models and Sensitivity Analysis. *AAPG Bulletin*, v. 76, n°1, pp. 47-66.
- Watney, W. L., Rankey, E.C. et Harbaugh, J., 1999, Perspectives on stratigraphic simulation models: Current approaches et future opportunities. In : Harbaugh, J., Watney, W.L., Rankey, E., Goldstein, R., et Franseen, E. (eds). *Numerical Experiments in Stratigraphy*, SEPM – Society of Sedimentary Geology, Special Publication 62, pp. 3-24.
- Watts, A.B., *Isostasy and flexure of the lithosphere*, Cambridge Univ. Press., 2001
- Welte, D.H. et Yüklér, M.A., 1981, Petroleum origin et accumulation in basin evolution – a quantitative model. *AAPG Bulletin*, 65 (8), pp. 1387-1396.
- Wijns, C., Poulet, T., Boschetti, F., Dyt, C. et Griffiths, C.M., 2004, Interactive Inverse Methology Applied to stratigraphic Forward modelling. *Geol. Soc. of London Special Publication* v. 239, 147-156.
- World of Earth Science, 2003, Petroleum, History of Exploration. *Encyclopedia.com*
- Zonneveld, J., Beatty, T., MacNaughton, R., Pemberton, S., Utting, J. et Henderson, C., 2010, Sedimentology and ichnology of the Lower Triassic Montney Formation in the Pedigree-Ring/Border-Kahntah River area, northwestern Alberta and northeastern British Columbia. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 58(2), 115-140.



## 5 Annexes

---

### 5.1 TemisFlow

L'outil de modélisation des systèmes pétroliers utilisé dans cette étude est TemisFlow développé par IFPEN. Il modélise l'effet de l'histoire géologique des bassins sédimentaires sur les champs de pression et de température, eux-mêmes à l'origine d'autres phénomènes (compaction, transformation de la matière organique, fracturation...). Il prend en compte les principaux mécanismes responsables des flux de chaleur et de fluides. Il tient compte de la sédimentation, de l'érosion et de la compaction des roches (loi de Terzaghi). La loi de Fourier est utilisée pour calculer les champs de température et la loi de Darcy est employée pour modéliser les mouvements de fluides dans le réseau poreux. Il est capable de prendre en compte la génération et la migration des hydrocarbures dans une approche diphasique (eau et hydrocarbures) pour des représentations de bassins sédimentaire en une (verticale), deux (en section) et trois dimensions.

### 5.2 DionisosFlow

L'outil de modélisation stratigraphique utilisé dans cette étude est DionisosFlow (Granjeon et Joseph, 1999), développé par IFPEN. Il modélise la dynamique du bassin, le transport, l'érosion et le dépôt des sédiments dans une large variété d'environnements de dépôts à l'échelle des bassins sédimentaires (plusieurs centaines de km<sup>2</sup> durant plusieurs millions d'années). Le transport des sédiments repose sur un modèle de diffusion de différentes classes de tailles de particules avec des contributions de transport gravitaire et de transport par les flux d'eau. L'érosion et le dépôt de sédiments sont contrôlés par les mécanismes de transport, et la conservation de la masse est assurée. La dynamique du bassin est prise en compte au travers de l'évolution de la subsidence, du niveau de la mer et de la compaction des sédiments. DionisosFlow est aussi bien capable de simuler le transport et le dépôt de sédiments silico-clastiques que la production de carbonates par l'intermédiaire de lois environnementales.

### 5.3 CougarFlow

CougarFlow est l'outil d'analyse de sensibilité et d'incertitudes utilisé dans cette étude. Sur la base d'un nombre de paramètres incertains et des intervalles d'incertitude sur ces paramètres, un échantillonnage de l'espace d'étude est effectué (couramment via l'utilisation de plans d'expériences hypercubes latins). Cougar pilote ensuite le simulateur pour réaliser les simulations correspondantes au plan d'expérience. Les réponses d'intérêt obtenues avec ces simulations sont ensuite utilisées pour construire des surfaces de réponses (encore appelées proxy), paramétriques ou par processus gaussien, permettant d'estimer le comportement sur l'ensemble de l'espace d'étude. Une fois obtenue cette surface de réponse, censée est représentative des résultats qu'aurait effectivement permis d'obtenir le simulateur, il est possible de réaliser des analyses de sensibilité ou d'incertitude par échantillonnage Monte-Carlo de la surface de réponse. CougarFlow intègre également des outils d'optimisation permettant de trouver le paramétrage d'un simulateur afin de reproduire un jeu de données observées.