

Université du Québec
Institut National de la Recherche Scientifique
Centre Eau Terre Environnement

Modélisation stochastique du réservoir d'hydrates de gaz de Mallik

par
CAMILLE DUBREUIL-BOISCLAIR

Thèse présentée
pour l'obtention du grade de Philosophiæ doctor (Ph.D.)
en
Sciences de la terre

Jury d'évaluation

| | |
|--|---|
| Président du comité et Évaluateur interne | Dr. René Lefebvre INRS-ETE Université du Québec |
| Évaluateur externe | Dr. Mickaële Le Ravalec-Dupin Dép. modélisation de réservoirs IFP Énergies nouvelles |
| Évaluateur externe | Dr. Eleanor Willoughby Géophysicienne |
| Directeur de thèse | Dr. Erwan Gloaguen INRS-ETE Université du Québec |
| Co-directeur de thèse | Dr. Gilles Bellefleur Commission géologique du Canada Ressources naturelles du Canada |
| Co-directeur de thèse | Dr. Denis Marcotte Dép. Génie géologique et des mines École Polytechnique de Montréal |

Février 2013



à *Emma*

Remerciements

On accomplit peu de choses seul. Et cette thèse ne fait pas exception. Au contraire, c'est le fruit d'une collaboration étroite entre collègues et amis parmi les meilleurs qui soit. J'aimerais donc prendre le temps de remercier sincèrement :

mon directeur de thèse Erwan Gloaguen pour la confiance qu'il m'a témoignée depuis le début de notre collaboration alors que j'étais encore au baccalauréat. Cette thèse n'aurait jamais vu le jour sans ses encouragements répétés, son dévouement, sa vision et son encadrement ;

mon co-directeur Gilles Bellefleur de la Commission géologique du Canada qui m'a fait découvrir le merveilleux monde des hydrates. Il a su me guider tout au long de ma thèse grâce à des explications limpides en sismique et sur tous les aspects du projet de Mallik, à des idées, à des conseils et des questions toujours judicieuses. Chacune des visites à Ottawa ou à Québec ont été, en plus d'une aide inestimable pour mon projet, un vrai plaisir pour moi.

mon second co-directeur, Denis Marcotte de l'École Polytechnique de Montréal, pour la pertinence de ses réflexions sur la géostatistique de mon projet, la rigueur de sa démarche, sa minutie, sa grande disponibilité et son écoute ;

les membres du jury, mesdames Mickaële Le Ravalec de l'Institut français du pétrole et Eleanor Willoughby, géophysicienne, ainsi que René Lefebvre de l'INRS, pour le temps consacré à lire et à juger cette thèse de façon aussi constructive ;

le *Programme des adjoints de recherche* (PAR), du Gouvernement du Canada, pour leur soutien financier durant les trois années et demi de ce projet de recherche ;

mes amis du labo, Martin, Lorenzo, Bernard, Emmanuelle, Maxime, Mathieu D. et Mathieu S. pour les nombreuses discussions scientifiques mais surtout pour avoir rendu ces années aussi agréables. Je pense à la Korrigane, à la Brûlerie, aux parties de hockey, à La Cuisine, aux fondues, à la SEG 2011, au babyfoot, au vins et fromages 2009 et tout le reste. Merci mon gars !

mes amis Jean-Philippe et Benoît pour avoir supporté un coup de vent comme coloc ;

mon amie Martine pour nos éternelles discussions où tout est remis en question pour mieux avancer ;

et finalement, mes parents pour leur amour et leur liberté.

Résumé

Les hydrates de gaz sont des structures cristallines solides où des molécules d'eau à liaisons d'hydrogènes piègent des molécules de gaz, principalement du méthane. Ils sont présents à travers le monde, sous les marges continentales ainsi que sous le pergélisol. Les hydrates de gaz renferment d'énormes quantités de méthane et sont stables sous certaines conditions spécifiques de pression-température. Hors de ces conditions, le méthane est relâché dans les fonds océaniques et dans l'atmosphère. La recherche sur les hydrates de gaz est en pleine expansion à la fois dans pour des raisons environnementales et géologiques qu'économiques. L'abondance et la vaste des hydrates de gaz, combinée à la demande sans cesse croissante en énergie, rend cette ressource énergétique potentielle attrayante, tout en soulevant des questions scientifiques sur son éventuelle exploitation ainsi que sur son impact potentiel sur le réchauffement global. Ainsi, plusieurs pays, dont les États-Unis, le Canada, l'Allemagne, le Japon, l'Indes et la Norvège, ont établis des programmes de recherche afin de mieux comprendre cette ressource.

Ce projet de recherche doctoral se concentre sur un réservoir d'hydrates de gaz, appelé Mallik, situé dans les Territoires du Nord-Ouest, au Canada. Ce réservoir d'hydrates de gaz se trouve aux abords du Delta du Mackenzie, dans la zone non-consolidée, sous 600 mètres de pergélisol. La présence d'hydrates de gaz a été détectée dans les années 70. Plus récemment, trois programmes de recherche internationaux ont permis de recueillir une foule de données géophysiques, géologiques et géochimiques afin de mieux comprendre le comportement des hydrates de gaz dans cette région. Ainsi, l'objectif principal de ce projet est de modéliser ce réservoir d'hydrates de gaz à l'aide de données sismiques 3D inversées pour les impédances acoustiques ainsi que de données provenant de deux forages qui traversent entièrement la zone de stabilité des hydrates. Ces forages ont traversé trois couches riches en hydrates entre 850 m et 1100 m de profondeur, correspondant à la limite de la zone de stabilité des hydrates pour la région.

Une approche stochastique bayésienne a été adoptée afin d'incorporer toutes les données disponibles dans les modèles et de pouvoir tenir compte de leur l'incertitude. C'est une méthode de simulation séquentielle, développée dans les années 90, qui consiste à actualiser une distribution a priori sur les paramètres d'intérêts, par de l'information corrélée à ces

paramètres. Un avantage majeur de cette méthode est que cette corrélation peut être de n'importe quelle nature.

Ainsi, à l'aide des données en forages, une relation pétrophysique entre l'impédance acoustique et la teneur en hydrates a été établie. Cette relation s'avérant être de nature bimodale, l'algorithme de simulation a dû être modifié afin de sélectionner une famille, pour chacun des points à simuler. On obtient donc plusieurs réalisations de la teneur en hydrates de gaz sur l'ensemble du domaine couvert par les données sismiques 3D. Ces réalisations honorent toutes les données de teneur le long des forages, la structure spatiale verticale de la teneur ainsi que celle de l'impédance acoustique sur l'ensemble du cube.

Les résultats indiquent que l'impédance acoustique est un bon indicateur de la présence d'hydrates de gaz et que l'algorithme de simulation adopté permet de reproduire les structures riches en hydrates observées aux forages ainsi que la grande structure anticlinale présente dans la région. De plus, la comparaison avec une tomographie acoustique, acquise à l'intérieur du cube sismique, a permis de comparer les résultats de simulation obtenus à deux échelles différentes. On observe que l'impédance acoustique 3D a des valeurs plus faibles que celles obtenues à partir de la tomographie. Toutefois, les teneurs simulées à l'échelle grossière et celles simulées à l'échelle de la tomographie sont de grandeur similaires. La position des couches riches en hydrates sont aussi bien reproduites par la simulation à l'échelle grossière.

Finalement, l'ensemble des réalisations permet de calculer un volume moyen total en gaz naturel contenu sous forme d'hydrates ainsi qu'une erreur associée à cet estimé. D'un point de vue davantage axé sur l'exploitation, on s'intéresse aussi au volume connecté, à différents seuils de teneur en hydrates, afin de mieux comprendre la distribution spatiale de cette ressource. Les résultats indiquent que la couche d'hydrates de gaz située à la base de zone de stabilité des hydrates est la plus riche et la plus continue. La continuité latérale de cette zone semble même s'étendre au-delà du domaine étudié. Les deux zones plus en surface semblent présenter beaucoup moins de continuité, être moins riches et plus dispersées. Cependant, une acquisition sismique visant spécifiquement à imager des zones d'hydrates, et permettant l'inversion pour l'impédance élastique, permettrait de caractériser ce réservoir avec plus de précision.

Abstract

Gas hydrates are ice-like crystalline structures of hydrogen-bounded water molecules in which gas molecules, mainly methane, are trapped. Gas hydrates are found worldwide, under continental shelves or in permafrost regions. An enormous amount of methane is contained within gas hydrates, which are stable at specific high pressure and low temperature conditions. Out of these conditions, the methane is released into the pore space of sediments and may eventually escape into the atmosphere. Research on gas hydrates is growing regarding environmental, geological and economic issues. The abundance and widespread distribution of gas hydrates almost everywhere around the globe, combined with the growing demand for energy, makes this potential energy resource attractive, but it also raises questions about its exploitation and its potential impact on global warming. Thus, several countries, including the United States, Canada, Germany, Japan, India and Norway have established research programs to better understand this resource.

This doctoral research project focuses on a gas hydrate reservoir, called Mallik, located in the Northwest Territories, Canada. This gas hydrate reservoir is located near the Mackenzie Delta, in unconsolidated sediments, beneath 600 meters of permafrost. The presence of gas hydrates was detected in this region in the 70s. More recently, three international research programs have yielded a variety of geophysical, geological and geochemical data in order to better understand the behavior of gas hydrates in this area. Thus, the main objective of this project is to model gas hydrate grades in this reservoir using 3D seismic data inverted for acoustic impedances as well as borehole logging data from two wells, which cross the entire gas hydrate stability zone. These boreholes have intersected three highly saturated gas hydrate layers between 850 m and 1100 m depth, just above the limit of the gas hydrate stability field in this region.

A Bayesian stochastic approach was adopted in order to incorporate all available data into the models and take their respective uncertainties into account. The approach is a sequential simulation method developed in the 90s, which consists in updating a prior distribution on the parameters of interest with the information correlated with these parameters. A major advantage of this method is that this correlation can be of any nature.

A petrophysical relationship between the acoustic impedance and gas hydrate grade was established from the well-log data. However, due to the bimodal nature of the established relationship, the classical Bayesian simulation algorithm had to be modified in order to select a family, for each point to simulate. Applying this method, we obtained several realizations of gas hydrate grades over the entire area covered by 3D seismic data. These realizations honor all well-log data, the vertical spatial structure of the grades as well as that of the acoustic impedance over the entire seismic cube.

Results indicate that the acoustic impedance is a good indicator of the presence of gas hydrates and that the proposed simulation algorithm can reproduce the gas hydrate layers observed on the well-logging data as well as at the crest of the large anticlinal structure mapped in this region. Furthermore, results from an acoustic tomography acquired between the two main Mallik gas hydrate wells were used to compare the simulation results obtained at two different scales. In general, the 3D acoustic impedance values are lower than values obtained from the tomography inversion. However, the simulated grade values at the coarse scale and those simulated at the fine tomography scale are of similar magnitudes. The positions of the hydrate-rich layers are also well reproduced by the simulation at the coarse scale.

Finally, all realizations are used to calculate an average volume of total gas content in the Mallik gas hydrate field, and the error associated with this estimate. From an exploitation perspective, we also determined the connected volumes at different levels of gas hydrate grades in order to better understand the spatial distribution of this resource. Results indicate that the gas hydrate layer at the base of the hydrate stability zone is the richest and most continuous. The lateral continuity of this zone appears to extend beyond the study area. Both layers located at shallower depths are significantly less continuous, more dispersed and characterized by lower gas hydrate grades. Moreover, a more accurate gas hydrate reservoir characterization could be obtained with 3D seismic data acquired specifically to image gas hydrate areas, including a survey design allowing for elastic impedance inversion.

Table des matières

| | |
|--|-----------|
| Remerciements | vii |
| Résumé | vii |
| Abstract | ix |
| Table des matières | xi |
| Liste des tableaux | xv |
| Liste des figures | xvii |
| 1 Synthèse de recherche | 1 |
| 1.1 Introduction | 2 |
| 1.2 Mise en contexte | 4 |
| 1.2.1 Que sont les hydrates de gaz ? | 4 |
| 1.2.2 Le réservoir de Mallik | 6 |
| 1.2.3 Objectifs et hypothèse du projet | 8 |
| 1.3 Revue de la littérature | 10 |
| 1.3.1 Modélisation de réservoirs | 10 |
| 1.3.1.1 Vue d'ensemble | 11 |
| 1.3.1.2 Modélisation des propriétés géologiques | 14 |
| 1.3.2 Modélisation du réservoir d'hydrates de gaz de Mallik | 22 |
| 1.4 Méthodologie | 24 |
| 1.4.1 Calcul de la teneur volumique en hydrates de gaz | 24 |
| 1.4.2 Calcul des densités de probabilités conjointes | 26 |
| 1.4.3 Simulation Bayésienne de la teneur (Chapitre 2) | 29 |
| 1.4.4 Validation de l'algorithme et analyse de connectivité (Chapitres 3 et 4) | 32 |
| 1.5 Contributions originales de la thèse | 35 |
| 2 Non-Gaussian gas hydrate grade simulation at Mallik site, Mackenzie Delta, Canada | 37 |
| 2.1 Introduction | 39 |
| 2.2 Methodology | 40 |
| 2.2.1 Gas hydrate grades calculation | 41 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 2.2.2 | Kernel estimation | 42 |
| 2.2.3 | Bayesian sequential simulation | 43 |
| 2.3 | Study site and data | 44 |
| 2.3.1 | 3D seismic data | 44 |
| 2.3.2 | Well data | 47 |
| 2.4 | Results | 47 |
| 2.4.1 | Gas volume estimation | 50 |
| 2.5 | Discussion | 52 |
| 2.6 | Conclusions | 54 |
| 3 | Application and validation of a Bayesian algorithm to simulate gas hydrate grades at Mallik, Mackenzie Delta, Canada | 57 |
| 3.1 | Introduction | 59 |
| 3.2 | Modified Bayesian stochastic algorithm | 60 |
| 3.3 | Mallik data | 63 |
| 3.3.1 | Well data | 63 |
| 3.3.2 | Seismic data | 64 |
| 3.3.2.1 | Three-dimensional acoustic impedance model | 64 |
| 3.3.3 | Cross-well tomography data | 68 |
| 3.4 | In situ gas hydrate petrophysical model | 68 |
| 3.5 | Gas hydrate grade simulation results | 69 |
| 3.6 | Discussion | 75 |
| 3.7 | Conclusion | 75 |
| 4 | Stochastic volume estimation and connectivity analysis at the Mallik gas hydrate field, Northwest Territories, Canada | 79 |
| 4.1 | Introduction | 81 |
| 4.2 | Geological settings and data | 82 |
| 4.2.1 | Well log data | 82 |
| 4.2.2 | 3D seismic data | 83 |
| 4.3 | Gas hydrate reservoir modeling | 85 |
| 4.3.1 | Bayesian gas hydrate grade simulation | 85 |
| 4.3.2 | Volume estimation | 86 |
| 4.4 | Results | 87 |
| 4.5 | Conclusion | 89 |
| 5 | Discussion générale | 93 |
| 5.1 | Les avantages de la méthode | 93 |
| 5.2 | Critique de la méthode | 94 |
| 5.2.1 | Les données | 94 |
| 5.2.2 | Les hypothèses simplificatrices | 95 |

| | | |
|----------|-------------------------|------------|
| 5.2.3 | L'échelle | 96 |
| 5.2.4 | L'incertitude | 96 |
| 6 | Conclusions | 99 |
| | Bibliographie | 100 |

Liste des tableaux

| | | |
|-----|--|----|
| 2.1 | Comparison of various volume estimation of gas captured in hydrates at Mallik (modified from Huang et al. 2009) | 52 |
| 3.1 | Variogram parameters of the two families identified from the acoustic impedance and gas hydrate grades logs crossplot of wells 2L and 5L-38. | 63 |
| 4.1 | Connected natural gas volumes (in Mm^3) for zones A, B, and C, at three different grade cutoffs | 88 |

Liste des figures

| | | |
|-----|---|----|
| 1.1 | Molécules d'hydrates de gaz de structure I (tiré de IfM-Geomar) | 5 |
| 1.2 | Illustration de la zone de stabilité des hydrates de gaz sous le pergélisol (modifié de Dallimore et al., 2005) | 6 |
| 1.3 | Delta du Mackenzie, Territoires du Nord-Ouest, Canada (Tiré de Dallimore et al., 1999) | 7 |
| 1.4 | Position des forages JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38, 3L-38, 4L-38 et 5L-38, dans le Delta du Mackenzie, Territoires du Nord-Ouest. Les contours indiquent la profondeur de la base du champ de stabilité des hydrates de gaz. (Tiré de Bellefleur et al., 2008) | 7 |
| 1.5 | Schéma des différentes étapes impliquées dans la modélisation de réservoirs (d'après Le Ravalec-Dupin, 2005) | 12 |
| 1.6 | Schéma présentant la relation entre les données sismiques, le modèle d'attributs élastiques et le modèle de proportions de faciès ou de propriétés géologiques et des fluides (d'après Buland et al., 2008) | 14 |
| 1.7 | Schéma présentant la porosité totale $\phi_{\gamma-\gamma}$ de la sonde densité gamma-gamma par un trait rouge continu et la porosité NMR, ϕ_{NMR} , par un trait noir pointillé. La différence entre les deux correspond à la teneur volumique en hydrates de gaz. L'anomalie présente sur la courbe de la porosité totale est due à un lit de charbon. Celle-ci doit être corrigée lors du calcul de volume (d'après Kleinberg et al., 2005) | 25 |
| 1.8 | Schéma de l'algorithme bayésien proposé. | 30 |
| 1.9 | Illustration de la méthodologie empruntée pour réaliser l'analyse de connectivité. | 34 |
| 2.1 | Bayesian sequential simulation algorithm | 45 |
| 2.2 | Map of the Mallik gas hydrate field, in the Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. The position of the wells Mallik L-38, 2L-38, 3L-38, 4L-38 and 5L-38 is shown. The red line represents the outline of the Mallik 3D seismic data set. In this study, only a subset of this 3D data is used. | 46 |
| 2.3 | Localization for the 3D seismic data subset and the 2L-38 and 5L-38 wells used in this study | 46 |
| 2.4 | Total porosity, gas hydrate saturation and gas hydrate grades at well Mallik 5L-38. Gas hydrate grade data are obtained multiplying the saturation by the total porosity. | 48 |

| | | |
|------|---|----|
| 2.5 | Kernel probability density function of upgrade acoustic impedance and gas hydrate grades established at wells Mallik 2L-38 and 5L-38. Family 1 and 2 are identified. | 48 |
| 2.6 | One realization of 3D gas hydrate grades using the BMSS algorithm (a) and a representation of the northwest-southeast anticline structure (black lines) and the two main gas hydrate zones recovered by the realizations (b) | 49 |
| 2.7 | Standard deviation of the grades calculated at each voxel over 50 simulations . | 50 |
| 2.8 | Probability of occurrence of the gas hydrate grades over a cutoff of 0.15 for (a) inline 627 and (b) cross line 520 | 51 |
| 3.1 | Bayesian sequential simulation algorithm | 62 |
| 3.2 | Location of the 3D seismic data and the wells 2L- and 5L-38 with respect to tomographic data at Mallik, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. | 64 |
| 3.3 | Total porosity, gas hydrate saturation and gas hydrate grades at well 5L-38. The shaded zones highlight three gas hydrate layers. | 65 |
| 3.4 | Acoustic impedance from (a) the inverted 3D seismic cube and (b) the cross-well tomography inversion of travel-time data. AI values are derived from velocity fields using a constant density of 2100 kg/m ³ | 66 |
| 3.5 | Petrophysical relationship linking gas hydrate grades to acoustic impedance derived from well-log data at wells 2L-38 and 5L-38. The gray dots are the relationship at a 15cm-scale and the blue dots are the 2 m upscaled relationship. The correlation coefficients are presented in the top corner of the figure. | 69 |
| 3.6 | The joint probability density functions between gas hydrate grades and acoustic impedance from wells 2L-38 and 5L-38, calculated using the kernel density estimator, for both fine-scale (a) and coarse-scale (upscaled) (b) data. | 70 |
| 3.7 | Two fine-scale realizations of gas hydrate grade using inverted acoustic tomography data as well as grade data from well 2L-38. Grades from well 5L-38, shown in the middle of the tomograms, are not included in the simulation algorithm and are used for validation. | 71 |
| 3.8 | Two coarse-scale realizations (a and b) obtained using 3D inverted acoustic impedance and two upscaled fine-scale realizations (c and d) obtained using an acoustic tomography, of gas hydrate grades. Grades from well 5L-38, shown in the middle of the tomograms, are not included in the simulation algorithm and are used only for validation. | 72 |
| 3.9 | Superposition of the 100 grade realizations at the location of well 5L-38 for (a) the coarse-scale simulation using 3D acoustic impedance data and (b) the upscaled simulation using tomographic data. The yellow line corresponds to the log of well 5L-38, not included in the simulation algorithm, and the black line corresponds to the log of well 2L-38, included in the simulation. | 73 |
| 3.10 | Standard deviation of the gas hydrate grades, calculated at each pixel, for (a) the coarse-scale realizations and (b) the fine-scale realizations. | 74 |

| | | |
|-----|--|----|
| 4.1 | Disposition of the 3D seismic data subset and the wells 5L-38 and 2L-38 . . . | 83 |
| 4.2 | Total porosity, acoustic impedance, gas hydrate saturation and grades logs of well 5L-38 | 84 |
| 4.3 | In situ probability density function of acoustic impedance and gas hydrate grades established at wells Mallik 2L-38 and 5L-38. Family 1 and 2 are identified | 85 |
| 4.4 | One 3D gas hydrate grade realization. The dash white lines represent the northwest-southeast anticline structure and the horizontal black dash line, the base of the gas hydrate stability zone (GHSZ) | 86 |
| 4.5 | Connectivity analysis methodology | 87 |
| 4.6 | 3D view of a connect volume for one realization, for the three zones, at a cutoff of (a) 0.18, (b) and 0.2 | 89 |
| 4.7 | Plane-view of two realizations of the connected voxels for zone C, at a gas hydrate grade cutoff of 0.2 | 90 |
| 4.8 | Connectivity probability for each voxel, for each zone, evaluated at a cutoff of 0.18 | 90 |

Chapitre 1

Synthèse de recherche

Ce projet de recherche s'est concentré sur l'élaboration d'un algorithme de simulation de teneurs volumiques en hydrates de gaz, contraintes par des données sismiques 3D ainsi que des diagraphies. L'algorithme a été testé pour effectuer la modélisation stochastique du réservoir d'hydrates de gaz au site de Mallik, dans les Territoires du Nord-Ouest, au Canada. Ce premier chapitre fait la synthèse des principaux éléments de la recherche en débutant par une mise en contexte, suivie d'une revue critique de la littérature en lien avec la modélisation stochastique des réservoirs et de la méthodologie générale. Cette section se termine par une mise en lumière des contributions originales de ce projet.

Les résultats et leurs conclusions sont présentés en détails aux chapitres 2, 3 et 4 correspondant respectivement aux articles ayant été soumis aux revues scientifiques suivantes :

- Non-Gaussian gas hydrate grade simulation at Mallik site, Mackenzie Delta, Canada, Dubreuil-B., C., Gloaguen, E., Bellefleur, G., et Marcotte, D., *Marine & Petroleum Geology*, **35**, 20-27, 2012.
- Application and limitation of a Bayesian algorithm to simulate gas hydrate grades at Mallik, Mackenzie Delta, Canada, Dubreuil-B., C., Giroux, B., Gloaguen, E., and Bellefleur, G., Soumis à *Geophysical prospecting*.
- Stochastic volume estimation and connectivity analysis at the Mallik gas hydrate field, Northwest Territories, Canada, Dubreuil-B., C., Gloaguen, E., Bellefleur, G., et Marcotte, D., *The Leading Edge*, **31**(9), 1076-1081, 2012.

Ce document de thèse se termine par une discussion générale sur l'ensemble des résultats et une conclusion, présentés aux chapitres 5 et 6 respectivement.

1.1 Introduction

La demande mondiale en énergie ne cesse de croître. Selon la US Energy Information Administration (EIA), entre 2009 et 2035, celle-ci devrait croître, en moyenne, de plus de 50%. Ce chiffre augmente à 118% si l'on ne considère que les pays asiatiques hors de l'OCDE (Organisation de coopération et de développement économique), principalement la Chine et l'Inde [EIA, 2011]. Toujours selon l'EIA, la demande mondiale en pétrole devrait augmenter de 27% d'ici 2035 alors que les prédictions de production de cette ressource montre qu'elle ne comblerait pas la moitié de la demande. Les générations futures auront à faire face à un défi majeur en terme d'approvisionnement énergétique, tant pour les pays développés qu'émergents. Dans ce contexte, la recherche d'énergie économiquement exploitable et à faible impact environnemental reste un enjeu stratégique, particulièrement dans un monde où l'équilibre géopolitique dépend en partie d'un approvisionnement soutenu en ressources pétrolières.

Évidemment, les énergies renouvelables demeurent le choix privilégié pour répondre à cette demande croissante. Toutefois, les prévisions indiquent qu'en 2035 celles-ci représenteront moins de 21% de l'énergie totale consommée. Ainsi, le recours à l'énergie fossile reste une nécessité afin de soutenir le développement des pays émergents, mais aussi de maintenir l'économie mondiale. Actuellement, les énergies fossiles représentent 85% de la consommation totale d'énergie, dont 37% pour le pétrole, 25% pour le charbon et 23% pour le gaz naturel. En 2035, il est prévu que ces pourcentages seront respectivement de 29%, 27% et 23% [EIA, 2011; BP, 2011].

Parmi les formes d'énergies fossiles, le principal atout du gaz naturel est environnemental. En effet, la combustion de ce dernier libère jusqu'à 30% moins de dioxyde de carbone que le pétrole et jusqu'à 70% moins que le charbon [NETL, 2007]. Le dioxyde de carbone est ciblé par le GIEC (Intergovernmental Panel on Climate Change) comme étant la principale source anthropique de gaz à effet de serre. Toutefois, certaines barrières ralentissent son développement : il est difficile à transporter, moins énergétique que le charbon ou le pétrole pour un même volume et plus risqué à manipuler. Présentement, le peu d'entrain des nations à soutenir les combustibles moins polluants ne permet pas de l'avantager. Cependant, en dépit des prévisions, l'évolution des consensus autour des conventions comme le traité de Kyoto ainsi que la progression de la demande, permettra possiblement au gaz naturel d'acquérir une part du marché plus importante.

Dans la nature, le gaz naturel se présente sous plusieurs formes selon son origine, sa composition et le type de réservoir dans lequel il se trouve. Une d'elles est sous forme hydratée appelée hydrates de gaz. Les hydrates de gaz sont des clathrates formés de molécules d'eau à l'état solide dans lesquelles des molécules de gaz sont emprisonnées. Le méthane est le

gaz occupant la majorité de l'espace, mais on y retrouve parfois aussi de l'éthane et du butane, selon la configuration du clathrate et les traces d'autres gaz [Ripmeester and Ratcliffe, 1988]. Ils se forment lorsque du gaz libre présent en profondeur réussit à remonter jusque dans des couches poreuses de la zone de stabilité des hydrates sous certaines conditions de pression/température. Ainsi, les hydrates de gaz se retrouvent généralement sous les marges océaniques actives mais aussi sous et dans le pergélisol lorsque les conditions s'y prêtent [Max, 2000].

Jusqu'à récemment, on ne connaissait que peu de choses du rôle que pouvaient jouer les hydrates de gaz, tant des points de vue environnemental, géologique, qu'économique. D'un point de vue environnemental, les changements climatiques provoquent des variations de température dans la sous-surface, ce qui peut engendrer la dissociation des hydrates et l'échappement de méthane dans l'atmosphère. Le méthane est un gaz à effet de serre qui a un potentiel de réchauffement global (PRG) 25 fois supérieur au dioxyde de carbone. On s'inquiète donc que l'émission d'une petite quantité de méthane dans l'atmosphère serve de catalyseur à l'augmentation de la vitesse de réchauffement du globe. Deuxièmement, les hydrates de gaz représentent un danger lors de l'exploitation de réservoirs de gaz naturels ou de pétrole situés plus en profondeur. La dissociation des hydrates due à l'augmentation de la température près des forages occasionne différents problèmes structuraux aux installations, pouvant éventuellement mener à des bris, des explosions ou des déversements de pétrole dans l'environnement. Les hydrates ont ainsi longtemps été vus comme un problème de sécurité lors des forages pétroliers ou géologiques. Du point de vue économique, l'engouement pour l'étude de cette ressource naturelle s'explique par trois facteurs : son grand potentiel énergétique, son rôle en tant que risque géologique et, finalement, son influence possible sur les changements climatiques. Plusieurs pays comme le Japon, l'Allemagne, l'Inde, les États-Unis et le Canada ont intensifié les recherches grâce à des programmes de forages comme le *Deep Ocean Drilling Program*. À ce jour, des réserves importantes d'hydrates de gaz ont été répertoriées à plusieurs endroits le long des marges océaniques et dans les régions nordiques du Canada, des États-Unis et de la Russie. Les ressources mondiales de méthane sous forme d'hydrates sont estimées, très approximativement, entre 10^{15} et 10^{18} m³, ce qui équivaut à plus du double de toutes les réserves en énergie fossile [Expert panel on gas hydrates, 2008]. Même si seulement une petite fraction de ce volume total était exploitable, cela représenterait tout de même une énorme quantité d'énergie.

Au delà des avantages environnementaux, l'abondance et la disponibilité de cette forme d'énergie la rend particulièrement intéressante pour assurer l'autosuffisance énergétique de plusieurs nations dont les pays d'Asie en forte croissance, tels la Chine et l'Inde.

Cette thèse se concentre sur le réservoir de Mallik, situé dans la zone non consolidée, sous 600 m de pergélisol, dans l'Arctique canadien. La présence d'hydrates a été détectée entre

850 et 1160 m de profondeur, dans les zones sableuses de plus forte porosité. L'étude des carottes de forage récupérées dans la zone ont montré que les grains d'hydrates supportent la matrice sableuse, sans toutefois la cimenter. C'est la compagnie Imperial Oil Ltd. qui a été la première à y détecter, au début des années 70, la présence d'hydrates de gaz. Depuis, de nombreux travaux de recherche ont eu lieu dans la région. En 1998, un important programme de recherche scientifique débute, alliant des chercheurs et ingénieurs du Japon, de l'Allemagne, des États-Unis et du Canada. C'est dans le cadre de ce programme que le puits JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 est foré et qu'une quantité importante de données sur l'occurrence des hydrates de gaz est recueillie. Pour faire suite à ces travaux, un second programme de recherche a vu le jour en 2002 où les puits 3L-, 4L- et 5L-38 ont été forés et étudiés en détail [Collett et al., 2005a].

Finalement, en avril 2007 et mars 2008, le dernier programme de recherche au site de Mallik réussit un test de production d'une durée de 6 jours, par dépressurisation, au puits 2L-38 [Dallimore et al., 2008; Wright et al., 2011]. Ce programme réunissait des chercheurs du Canada et du Japon (JOGMEC). Bien que les opérations de 2007 aient été perturbées par des dépôts de sable entrant dans le forage et gênant le pompage, un volume de 830 m³ de gaz naturel a été produit sur une période de 15 heures. Quelques mois plus tard, en mars 2008, c'est à un taux de 2000 à 4000 m³/jour que le gaz naturel été produit en continue durant 6 jours. Ces premiers essais de production ont donc été qualifiés de succès, démontrant la possibilité d'utiliser la dépressurisation comme méthode de production pour les réservoirs d'hydrates de gaz. Actuellement, d'importants travaux de recherche sont en cours à travers le monde, autant à l'échelle microscopique qu'à l'échelle du réservoir, afin de tenter de mieux comprendre cette ressource [Moridis et al., 2011]. Le projet présenté dans cette thèse vise à caractériser le réservoir d'hydrates de gaz du site de Mallik, en faisant appel à une méthode de simulation stochastique, à l'aide des données en forages ainsi que de données sismiques 3D.

1.2 Mise en contexte

1.2.1 Que sont les hydrates de gaz ?

Les hydrates de gaz sont des structures cristallines composées de molécules d'eau gelées et de gaz. Ils se forment lorsqu'une molécule de gaz est retenue, grâce aux forces de Van der Waals, à l'intérieur d'un réseau de molécules d'eau solide, appelé clathrate. La structure cristalline des hydrates de gaz dépend essentiellement de sa composition en gaz, de la pression et de la température. À ce jour, on distingue trois types de structures moléculaires : structures I,

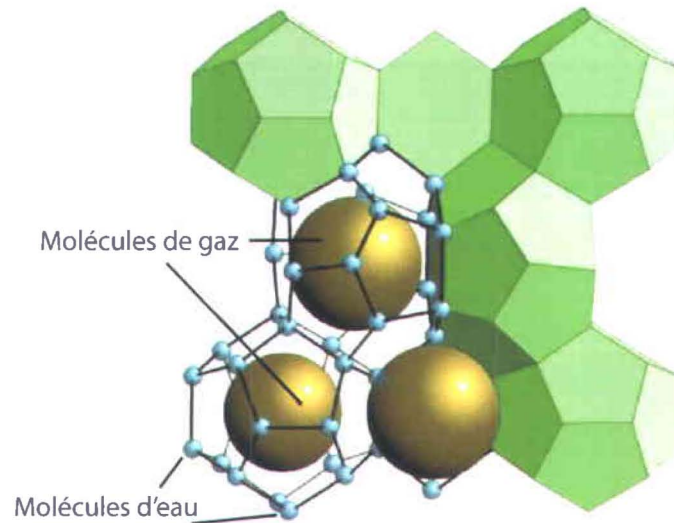


FIGURE 1.1 – Molécules d’hydrates de gaz de structure I (tiré de IfM-Geomar)

II et H [Ripmeester and Ratcliffe, 1988]. Le type de structure dépend de la taille de la plus grande molécule de gaz qui la compose (méthane, éthane, butane,...). De plus, on observe des propriétés physiques différentes selon le type de structure rencontrée. Toutefois, à l’état naturel, la structure I présentée à la figure 1.1, composée majoritairement de méthane, est de loin la plus abondante [Expert panel on gas hydrates, 2008; Makogon, 2010].

Les hydrates de gaz peuvent se former et demeurer stables uniquement lorsque des conditions bien particulières de pression et température sont atteintes. Le figure 1.2 illustre ce phénomène pour des hydrates de gaz se trouvant sous le pergélisol. La courbe jaune pointillée représente le gradient géothermique. La courbe en noir montre la limite de stabilité des hydrates de gaz étant donné l’augmentation de la pression avec la profondeur. L’épaisseur de cette zone est d’environ 890 m, allant de 200 m de profondeur à 1090 m.

Ces valeurs ne sont toutefois pas universelles puisqu’elles varient en fonction de la température à la surface, de l’épaisseur du pergélisol, de la structure des clathrates et de l’environnement géologique. En effet, les recherches montrent que les hydrates de gaz ont tendance à se former davantage dans les couches présentant une plus grande porosité et largement moins dans les couches peu perméables, tels les dépôts d’argile. Également, en plus d’être dans la zone de stabilité, la formation d’hydrates de gaz requiert globalement les mêmes composantes qu’un réservoir conventionnel : une source, un système de migration, un réservoir et une couche couverture [Expert panel on gas hydrates, 2008].

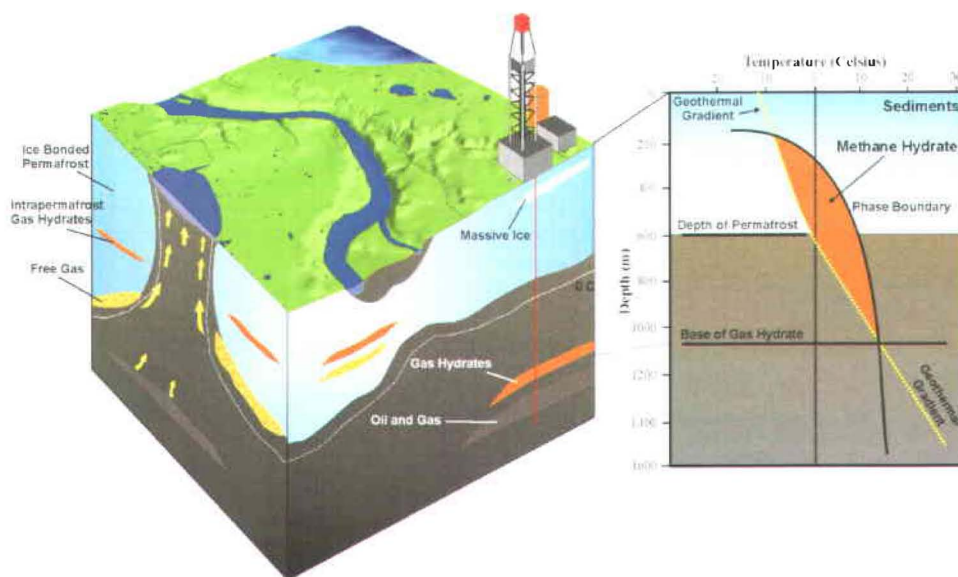


FIGURE 1.2 – Illustration de la zone de stabilité des hydrates de gaz sous le pergélisol (modifié de Dallimore et al., 2005)

1.2.2 Le réservoir de Mallik

Le réservoir d'hydrates de gaz de Mallik est situé dans le Delta du Mackenzie dans le Territoire du Nord-Ouest (Figure 1.3). Plus précisément, la région d'intérêt est la partie ouest de l'île de Richards, sur la côte de la mer de Beaufort. Tel qu'on peut le voir sur la figure 1.3, à cet endroit, deux grandes régions physiographiques sont présentes. La première, à l'ouest est appelée *Big Lake Delta Plain* et se compose de sédiments deltaïques provenant du delta de la rivière Mackenzie. La seconde, plus à l'est, est appelée *Tuktoyaktuk* et se compose de sédiments glaciaires, marins et fluvo-deltaïques [Bellefleur et al., 2008].

La figure 1.4 montre plus précisément l'emplacement des forages. Cette zone est située sur le sommet d'une large structure anticlinale. L'interprétation des diagaphies mesurées dans la région permet de supposer que le pergélisol atteint une profondeur de 600 à 650 m et que les hydrates de gaz sont présents jusqu'à une profondeur d'environ 1160 m. De plus, les recherches indiquent que les hydrates de gaz se concentrent dans les horizons sableux et granuleux de porosité assez élevée près de la base du champs de stabilité des hydrates de gaz. Le gaz naturel formant le réservoir d'hydrates de Mallik provient de la migration de gaz situé plus en profondeur, de source thermogénique [Moridis et al., 2011].

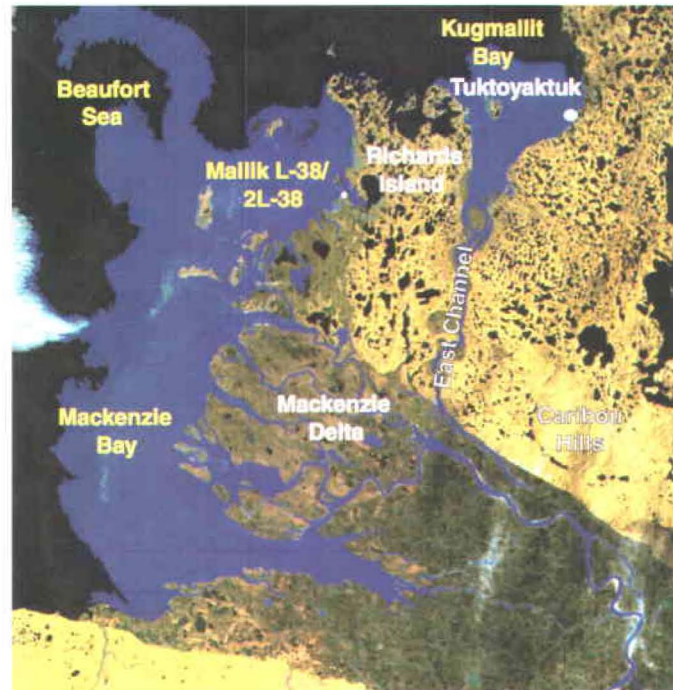


FIGURE 1.3 – Delta du Mackenzie, Territoires du Nord-Ouest, Canada (Tiré de Dallimore et al., 1999)

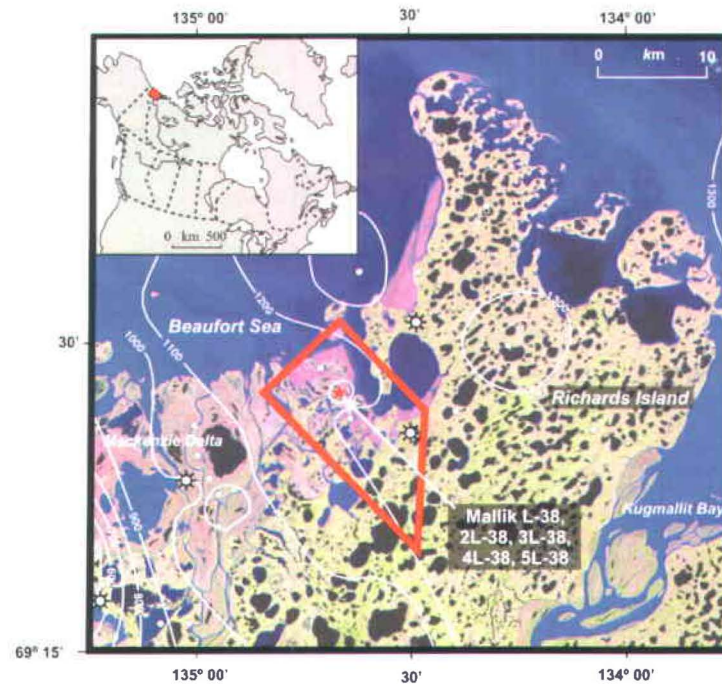


FIGURE 1.4 – Position des forages JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38, 3L-38, 4L-38 et 5L-38, dans le Delta du Mackenzie, Territoires du Nord-Ouest. Les contours indiquent la profondeur de la base du champ de stabilité des hydrates de gaz. (Tiré de Bellefleur et al., 2008)

1.2.3 Objectifs et hypothèse du projet

L'objectif général du projet de recherche est de développer une méthodologie permettant de caractériser, en termes de teneur volumique, les réservoirs d'hydrates de gaz situés sous le pergélisol, et pour lesquels on dispose de données sismiques 3D et de données en forages. Ce projet de recherche repose sur l'hypothèse que la présence d'hydrates de gaz peut être détectée à l'aide d'outils géophysiques tels que la sismique réflexion et les diagaphies. En effet, les zones riches en hydrates de gaz présentent des propriétés pétrophysiques distinctes (augmentation de la résistivité électrique et de la vitesse sismique,...) des zones qui en sont dépourvues. On tire donc profit de cette particularité afin d'améliorer la caractérisation de ce type de réservoirs.

La caractérisation d'un réservoir consiste à construire un modèle de propriétés pétrophysiques conforme à la géologie et contraint par l'ensemble des données quantitatives disponibles. Une bonne caractérisation d'un réservoir est une étape préalable essentielle à l'optimisation d'une planification d'exploitation auxquels sont associés des enjeux économiques énormes. Dans le cas des réservoirs conventionnels, tout au long de la vie du réservoir, ce modèle évolue et permet, par exemple, d'estimer la quantité d'hydrocarbures qui sera produite ou encore de planifier l'emplacement de nouveaux puits [Le Ravalec-Dupin, 2005]. Un des risques majeurs de la planification se retrouve dans l'erreur possible dans l'étape de la modélisation pétrophysique [Le Ravalec-Dupin, 2005]. Bien qu'il n'existe encore aucune étude de ce type pour la mise en marché d'un réservoir d'hydrates de gaz, une caractérisation du volume et de la connectivité entre les zones à forte teneur en hydrates sera préalablement essentielle.

La réussite de cette tâche passe par la connaissance de la distribution spatiale des propriétés pétrophysiques telles la porosité, la perméabilité ou la saturation en hydrocarbures. Puisqu'il n'est pas possible de mesurer ces propriétés en tous points, on a recours à des outils géophysiques, comme la sismique réflexion, qui fournissent une mesure indirecte des propriétés recherchées mais ont l'avantage d'avoir une grande couverture spatiale. Une seconde source d'information sur laquelle s'appuyer sont les données en forages. Plusieurs propriétés peuvent ainsi être mesurées : porosité, résistivité électrique, densité, etc. Les données recueillies sont de haute résolution verticale. Toutefois, l'information directe sur la continuité latérale des structures intersectées par les forages et sur l'hétérogénéité des propriétés pétrophysiques entre les forages est généralement déficiente en raison du nombre limité de forages disponibles. La sismique réflexion est une technique d'imagerie très utilisée en géologie pétrolière car les variations dans les signaux géophysiques mesurés sont reliées, au moins en partie, aux variations de propriétés géologiques cruciales pour la modélisation du réservoir. Deux problèmes scientifiques majeurs se posent alors : 1- comment intégrer de manière quantitative des données physiques et géologiques dans un même modèle et comment extrapoler l'information mesurée en forage sur l'ensemble d'un volume où seulement l'information sismique est disponible et

2- comment assimiler des données n'ayant pas la même résolution spatiale.

La première problématique peut être abordée selon deux approches : la première fait appel à l'inversion des mesures géophysiques en propriétés physiques présentant une relation statistique avec la données d'intérêt. Plus précisément, pour le cas présent, il s'agit de retrouver la teneur volumique en hydrates de gaz à partir de mesures d'impédance acoustique. Ensuite, des techniques de cosimulation sont utilisées pour propager la propriété d'intérêt contrainte localement par les propriétés physiques inversées. Pour résoudre ce problème, on doit surmonter plusieurs obstacles. D'abord, la non unicité de la solution. En effet, les paramètres influençant la propagation des ondes acoustiques dans le sol dépendent de plusieurs facteurs (degré de saturation, porosité, densité, composition lithologique, compaction,...) qui agissent simultanément. Ainsi, il existe plusieurs combinaisons de propriétés géologiques pouvant expliquer les données sismiques mesurées. La seconde fait appel au principe de l'inversion directe qui consiste à retrouver les propriétés géologiques des sédiments à partir de mesures géophysiques (sans passer par l'étape d'estimation des propriétés physiques). La solution de ce problème est très demandante en termes de capacité de calcul car elle requiert le calcul direct en onde complète (ou en une approximation linéaire) de très nombreuses fois. De plus, ce problème inverse est dit « mal posé », ce qui signifie qu'il existe plusieurs solutions possibles et que celles-ci sont très sensibles aux faibles variations dans les données. Finalement, les relations entre les propriétés physiques et géologiques sont généralement non linéaires.

La seconde problématique constitue un problème de taille sur lequel se sont penchés de nombreux chercheurs. En effet, les modèles géologiques sont généralement construits sur une grille fine comportant une trop grande quantité de mailles pour permettre la simulation d'écoulement multiphases. Ainsi, plusieurs méthodes [Renard et al., 2000; Artus and Noetinger, 2004; Gasda and Celia, 2005] ont été proposées pour effectuer le passage à une grille plus grossière tout en respectant la géologie du modèle. L'ensemble de la problématique précédemment décrite peut être abordée selon une approche déterministe ou probabiliste. Bien que l'approche déterministe présente certains avantages, l'approche probabiliste est maintenant largement préférée puisqu'elle permet de quantifier l'incertitude des résultats obtenus, mais aussi de mieux représenter l'hétérogénéité spatiale des milieux à l'étude.

Plus spécifiquement, le projet se concentre sur la modélisation stochastique de la teneur volumique en hydrates de gaz du réservoir de Mallik, dans l'Arctique canadien. Il consiste principalement à réaliser des modèles 3D de la teneur en hydrates du réservoir d'hydrates de gaz de Mallik en intégrant les données 3D d'impédance acoustique et les diagraphies provenant des forages 2L-38 et 5L-38. Les différentes étapes du projet ont évolué en cours de route pour finalement s'énoncer comme suit :

- Calculer la teneur volumique en hydrates, à partir des diagraphies, par la multiplication

de la saturation et de la porosité totale afin d'obtenir une variable principale additive.

- Calculer une densité de probabilité conjointe (pdf) entre la teneur volumique en hydrates de gaz et l'impédance acoustique mesurées par diagraphies aux forages 2L- et 5L38, de façon à ce qu'elle soit cohérente avec l'échelle des données sismiques 3D.
- Adapter l'algorithme de simulation bayésien classique afin de pouvoir considérer la bimodalité et de la non linéarité de la relation pétrophysique entre l'impédance acoustique et la teneur en hydrates de gaz.
- Estimer le volume de méthane sous forme d'hydrates, pour chacune des réalisations de la simulation géostatistique de la teneur volumique et en évaluer l'incertitude.
- Valider l'utilisation de la sismique pour la détection des zones riches en hydrates ainsi que la méthode de simulation proposée à l'aide de données de tomographie sismique de haute résolution et indépendantes des données sismiques 3D précédemment utilisées.
- Réaliser une étude de connectivité permettant d'estimer les volumes d'hydrates de gaz connectés à un puits (ou plusieurs), pour différents seuils de teneur, pour chacune des réalisations afin d'estimer l'incertitude de ces volumes.

1.3 Revue de la littérature

Cette section aborde d'abord la modélisation de réservoirs dans son ensemble puis se concentre sur la modélisation des propriétés pétrophysiques. Ainsi, l'inversion sismique est abordée, suivie de la construction du modèle pétrophysique. Les différentes méthodes géostatistiques permettant de combiner le tout sont ensuite présentées. Finalement, cette section se termine par les travaux effectués spécifiquement sur les hydrates de gaz ainsi que sur le réservoir d'hydrates de gaz de Mallik.

1.3.1 Modélisation de réservoirs

La modélisation d'un réservoir d'hydrocarbures est un processus complexe dont le succès repose sur la qualité des données, le type de réservoir, la méthode de modélisation empruntée [Bosch et al., 2009], mais aussi grandement sur la collaboration étroite entre le géologue, le

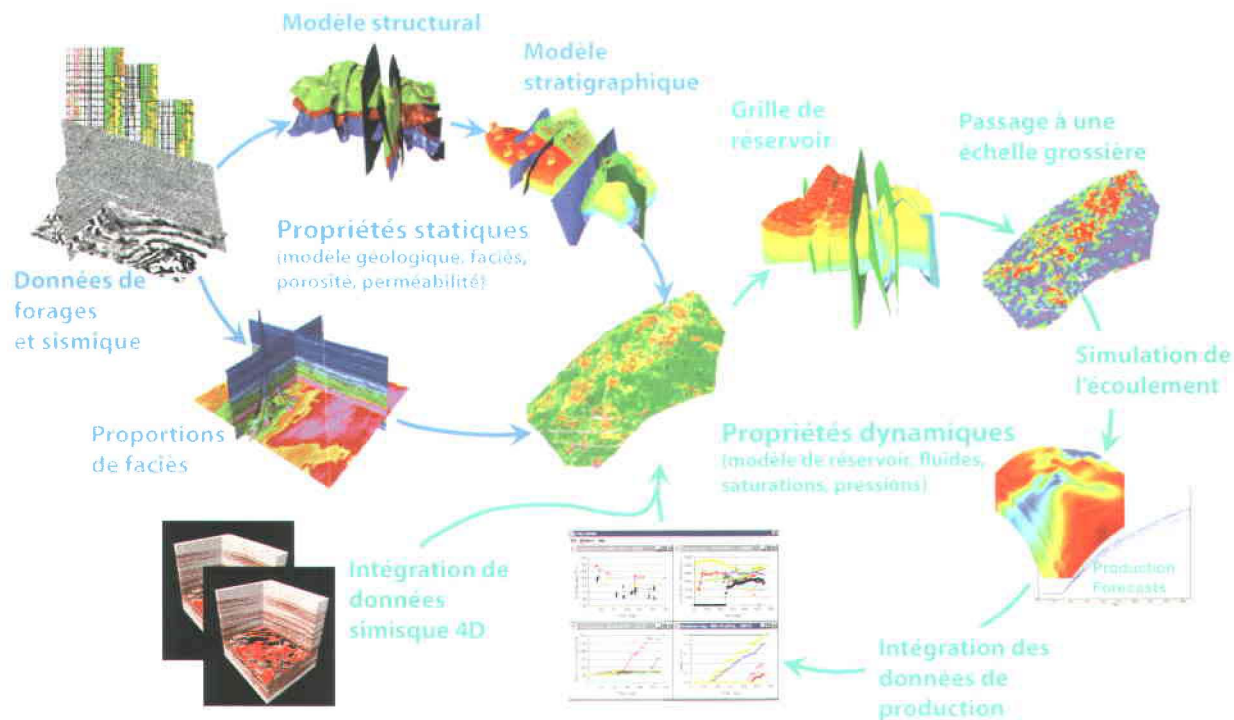
géophysicien, le pétrophysicien et l'ingénieur réservoir [Le Ravalec-Dupin, 2005]. Ces modèles 3D de la sous-surface sont devenus des outils indispensables pour la planification de nouveaux puits, le suivi temporel des phases d'injection, ainsi que pour l'évaluation des réserves en place [Doyen, 2007]. Pour ce faire, l'équipe de modélisation dispose, d'abord, de données en forages, possédant une faible couverture latérale mais une haute résolution verticale. Les données de forage sont qualifiées de « dures » parce qu'elles mesurent directement (ou presque) les propriétés d'intérêts. D'autre part, elle dispose de données sismiques 3D, couvrant généralement tout le réservoir mais ayant une faible résolution verticale. Contrairement aux données en forages, la sismique est considérée comme une donnée « molle » puisqu'elle ne mesure pas directement les propriétés d'intérêts [Hu and Le Ravalec-Dupin, 2004]. Ainsi, un des défis de la modélisation de réservoir est la création et la mise à jour de modèles de réservoir honorant à la fois les données aux puits, les données sismiques 3D et 4D ainsi que les courbes de production [Le Ravalec-Dupin, 2005]. Un second aspect important sur lequel les efforts sont actuellement concentrés est l'évaluation de l'incertitude des modèles de réservoir. En effet, chacune des étapes du processus de modélisation comprend sa part d'incertitude qui, une fois quantifiée, peut apporter une information précieuse pour la prise de décision autant en exploration qu'en production [Bosch et al., 2010]. C'est dans cette optique que la recherche s'est tournée vers les méthodes géostatistiques qui offrent des solutions variées à la fois pour l'intégration de plusieurs types de données montrant des relations statistiques et pour la quantification de l'incertitude [Doyen, 2007].

1.3.1.1 Vue d'ensemble

Les grandes étapes du processus de modélisation d'un réservoir sont présentées à la Figure 1.5. Celles-ci varient toutefois selon le type de réservoir et selon la disponibilité des données. Ces étapes peuvent être divisées en deux séquences. Une première séquence d'opérations se concentre sur la modélisation des propriétés statiques du réservoir (porosité, perméabilité, contenu en argile, stratigraphie, système de failles,...). Ces propriétés sont appelées statiques puisque l'on fait l'hypothèse qu'elles ne varient pas durant la production. Ensuite, une seconde séquence d'opérations vise à modéliser les propriétés dynamiques du réservoir (pressions des fluides en place, saturations,...), d'abord à l'état initial du système, puis, à l'aide d'un simulateur d'écoulement, à différents temps de la vie du réservoir.

Cette section présente brièvement chacune des étapes liées à la modélisation de réservoirs conventionnels pour ensuite s'intéresser plus particulièrement aux étapes concernées par ce projet.

Le tout débute avec l'analyse des diagraphies, des carottes de forage et des données sismiques. Ces données permettent d'abord de repérer les structures du réservoir tels que le toit et la



d'après Le Ravalec-Dupin (2005)

FIGURE 1.5 – Schéma des différentes étapes impliquées dans la modélisation de réservoirs (d'après Le Ravalec-Dupin, 2005)

base, les contacts entre les différents fluides, les grands changements stratigraphiques ainsi que les failles. Ces horizons sont d'abord insérés dans un modèle structural, puis dans un modèle stratigraphique. Ceci implique les délicates tâches de la construction d'un modèle de vitesse permettant de convertir les données sismiques acquises en temps, en profondeur, ainsi que la définition d'une grille de simulation cohérente. En effet, celle-ci doit respecter les failles, les pointés des horizons aux puits et les horizons stratigraphiques pointés. Finalement, le pointé des horizons et des failles, à partir de la sismique, comporte une incertitude qui peut être prise en compte si l'on adopte une approche stochastique [Seiler et al., 2009].

Une fois la grille stratigraphique établie, il s'agit d'assigner à chacun des éléments un faciès puis des propriétés pétrophysiques (porosité, perméabilité, contenu en argile, saturation,...). Ceci est généralement fait à l'aide d'un modèle pétrophysique exprimant le lien entre un attribut géophysique provenant de l'inversion sismique, et la propriété pétrophysique recherchée. Ainsi, les données géophysiques 3D et parfois 4D, souvent connues sur l'ensemble du réservoir, servent à contraindre l'estimation des propriétés géologiques. Les données de forages sont utilisées à la fois pour construire une relation pétrophysique, pour identifier les différents faciès à modéliser, ainsi que comme valeurs conditionnantes pour la modélisation des faciès et des propriétés pétrophysiques. En plus d'honorer l'ensemble des données disponibles, les modèles

doivent capturer au mieux l'hétérogénéité des propriétés pétrophysiques puisque celle-ci a un impact important sur l'écoulement des fluides et, donc, la production [Eaton, 2006].

Dans une seconde phase, on souhaite modifier les modèles de propriétés pétrophysiques précédemment obtenus afin qu'ils respectent également les données dynamiques, une fois intégrés dans un simulateur d'écoulement, telles que les courbes de production, les données de tests aux puits et la sismique 4D. Cette étape fait appel aux techniques de calage de données dynamiques, mieux connue sous son terme anglais « history matching ». Elle permet d'optimiser la gestion du réservoir ainsi que de faire des prédictions sur sa performance [Seiler et al., 2009; Le Ravalec-Dupin et al., 2011]. Les travaux concernant le calage des données dynamiques ne sont présentés que brièvement puisque ce thème complexe dépasse le cadre de ce projet.

La séquence débute par la modification de la grille géologique en une grille de simulation d'écoulement. Avant de pouvoir passer à l'étape de la simulation numérique de l'écoulement, il est nécessaire de faire le passage à une grille plus grossière afin de réduire les temps de calculs. Les modèles grossiers sont ensuite soumis au simulateur d'écoulement et les courbes de production simulées sont comparées à celles mesurées.

La question critique qui se pose alors est comment, quoi et où modifier les modèles de réservoir initiaux pour que les simulations numériques convergent vers les courbes de production mesurées. Une partie de la solution à cette question consiste à formuler une fonction objectif mesurant la différence entre les courbes calculées et mesurées et de modifier les modèles initiaux jusqu'à ce que cette différence soit suffisamment faible [Hu and Le Ravalec-Dupin, 2004; Mata-Lima, 2011]. Plusieurs méthodes géostatistiques ont été proposées pour modifier adéquatement les modèles de réservoir initiaux. Parmi celles-ci on retrouve la méthode des points pilotes [De Marsily et al., 1984], celle des blocs pilotes [Le Ravalec-Dupin, 2010], la déformation graduelle [Hu, 2000] et la méthode des perturbations de probabilités [Caers, 2003]. Ces méthodes de calage permettent de préserver une partie ou complètement la structure spatiale imposée (variogramme) ainsi que la variabilité des modèles, de réduire le nombre de paramètres à optimiser, et de régulariser la fonction objectif, tout en couvrant l'ensemble de l'espace-solution [Hu and Le Ravalec-Dupin, 2004].

Les filtres de Kalman [Evensen, 2007] offrent une solution alternative pour la création de modèles 4D. Ils permettent de gérer un grand nombre de paramètres efficacement par la mise à jour séquentielle dans le temps de variables d'état, en intégrant à chaque itération de nouvelles données disponibles. Ils sont particulièrement adéquats dans le contexte du calage de modèles aux données historiques puisque le vecteur d'état peut inclure plusieurs paramètres à mettre à jour tels le champ de porosité, de perméabilité mais également les contacts entre fluides ainsi que le champ de failles [Seiler et al., 2009]. L'applicabilité des

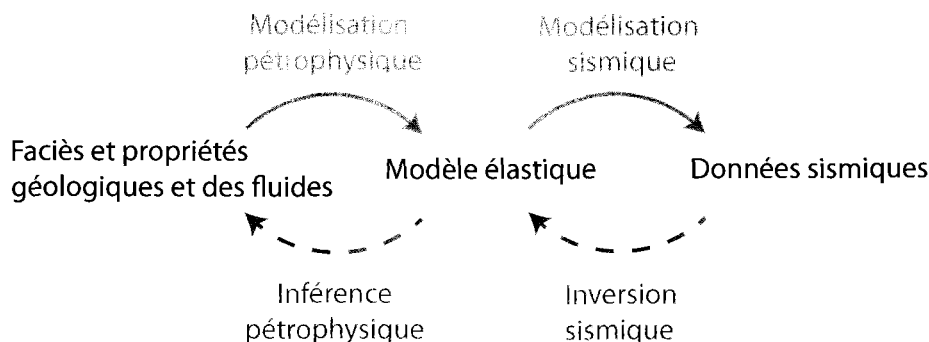


FIGURE 1.6 – Schéma présentant la relation entre les données sismiques, le modèle d'attributs élastiques et le modèle de proportions de faciès ou de propriétés géologiques et des fluides (d'après Buland et al., 2008)

filtres de Kalman d'ensemble dans le contexte pétrolier a été présenté par plusieurs auteurs dont Naevdal et al. [2003], Gu and Olivier [2005], Skjervheim et al. [2005, 2011], Evensen et al. [2007] et Seiler et al. [2009].

1.3.1.2 Modélisation des propriétés géologiques

Dans cette sous-section, on s'intéresse plus spécifiquement aux étapes liées à la modélisation des propriétés géologiques à partir de données de forage et de données sismiques. Comme le montre la Figure 1.6, ceci requiert l'étape intermédiaire de l'inversion sismique qui consiste à retrouver les attributs sismiques (impédance acoustique, impédance élastique, densité,...) à partir de données sismiques [Buland et al., 2008]. Ces attributs sismiques, conjointement avec un modèle pétrophysique, sont finalement incorporés à un algorithme de simulation géostatistique afin d'obtenir des modèles de faciès et de propriétés géologiques. Cette approche est dite séquentielle ou en cascade. Il existe une autre approche, dite conjointe ou simultanée, qui consiste à inverser directement des données sismiques en propriétés géologiques [Bosch et al., 2010].

Inversion sismique

Tel que mentionné précédemment, l'inversion sismique consiste à obtenir les propriétés élastiques du sol à partir de données sismiques. L'inversion peut être déterministe [Russell, 1988] ou stochastique [Bortoli et al., 1992; Haas and Dubrule, 1994; Haas et al., 1998; Buland and Omre, 2003]. Dans le premier cas, on obtient un seul modèle d'impédance alors que dans le second, on obtient plusieurs réalisations équiprobables des propriétés physiques. Le contenu fréquentiel limité des données sismiques combiné aux erreurs de mesure et à l'incertitude

liée au traitement font de l'inversion sismique un problème à solutions multiples [Buland et al., 2008]. Les solutions déterministes dans un tel contexte mènent à des solutions qui sont dites lissées (moins variable que la réalité). Or, en ingénierie de réservoir, c'est surtout les valeurs fortes et leur connectivité qui contrôlent la production d'un réservoir. Ainsi, si vous videz trop vite une zone riche, il peut ne plus être possible de pomper les zones moins riches avoisinantes à cause de la pression. L'inversion stochastique consiste à générer des modèles pétrophysiques avec un contenu fréquentiel augmenté. Des traces synthétiques sont calculées sur chacun des modèles et comparées aux traces mesurées colocalisées. Chaque réalisation respecte les amplitudes sismiques et sont directement contraintes par les données aux puits [Doyen, 2007]. Cette technique apparaît donc comme une approche intéressante à la fois pour faire face au problème de non unicité, mais aussi car elle permet une analyse de l'incertitude.

Les travaux précurseurs de Haas and Dubrule [1994] ont permis de calculer une inversion 3D d'impédance acoustique à l'aide de simulations conditionnelles séquentielles. La méthode consiste à comparer une trace d'impédance acoustique synthétique à une trace mesurée. La trace simulée est acceptée si son degré de ressemblance avec la trace mesurée est assez élevé. Cette approche ne permet toutefois pas de réaliser l'inversion élastique (pour l'impédance acoustique des ondes P et S) simultanée à l'aide de données après sommation à « angles multiples ».

Lors d'une inversion déterministe, les forages servent à caler le modèle ainsi qu'à définir un modèle basses fréquences. En inversion stochastique, les données en forages sont aussi utilisés afin de construire le variogramme vertical, permettant ainsi de générer des modèles hautes fréquences, mais contraints par l'information structurale provenant des puits. Cet aspect de l'inversion stochastique est examiné plus en détails par Lamy et al. [1999].

Finalement, les travaux de Buland and Omre [2003], que l'on peut qualifier de « pierre angulaire », proposent une approche bayésienne pour réaliser une inversion sismique AVO (amplitude en fonction du départ) et ainsi obtenir des réalisations d'impédance acoustique P et S et de densité. Leur approche est basée sur le modèle convolutionnel et sur une approximation linéaire de faible contraste de l'équation de Zoeppritz [Shuey, 1985]. Les auteurs émettent aussi l'hypothèse que les paramètres élastiques suivent une distribution log-normale et ainsi obtiennent une solution analytique définissant la distribution a posteriori de ceux-ci. Leur approche est validée à l'aide de cas synthétiques montrant que les paramètres sont presque parfaitement retrouvés lorsque le bruit avoisine zéro. Lorsque ce dernier est à un niveau réaliste, l'impédance acoustique est le paramètre le mieux retrouvé alors que la densité est quasiment entièrement perdue. Un des points fort de cette méthode est son extrême rapidité puisque tous les calculs sont réalisés dans le domaine de Fourier. Plus récemment, Grana and Della Rosa [2010] ont proposé une inversion sismique stochastique similaire mais en déterminant les distributions conditionnelles à l'aide de solutions analytiques provenant des

modèles de mélanges gaussiens. Ceci permet donc de s'affranchir de l'hypothèse gaussienne précédente.

Modèle pétrophysique

L'inversion sismique stochastique permet d'obtenir plusieurs réalisations d'attributs sismiques (i.e., impédances acoustique et élastique) pour un ou plusieurs angles avant sommation. Pour construire des modèles de propriétés géologiques contraints par ces attributs sismiques, il est nécessaire d'établir un lien entre ceux-ci et les propriétés géologiques (porosité, contenu en argile, saturation, perméabilité) ou faciès d'intérêt.

Les propriétés viscoélastiques du sol sont contrôlées par plusieurs facteurs dont la porosité, la densité, le contenu en argile, la saturation en fluides, la pression effective, la densité des fluides, les modules élastiques des fluides et de la matrice, le degré de cimentation, etc. [Avseth et al., 2005; Mavko et al., 2009]. Bien que des modèles pétrophysiques théoriques existent pour certains types d'environnements géologiques, ils peuvent devenir inadéquats dans un autre environnement où l'hétérogénéité est différente. C'est pourquoi, en pratique, les relations pétrophysiques empiriques ou semi-empiriques sont établies spécifiquement sur chaque réservoir à l'aide des données en forage et d'échantillons [Bosch et al., 2010; Shahraeeni et al., 2012]. Le modèle pétrophysique sous-jacent est adapté afin d'ajuster les données mesurées aux puits. Étant donné le grand nombre de facteurs géologiques et géomécaniques ayant un impact sur les propriétés élastiques obtenues par inversion sismique, les relations pétrophysiques présentent généralement des comportements non linéaires et hétéroscédastiques [Doyen, 2007]. Ceci peut être pris en considération par l'utilisation de méthodes non paramétriques permettant d'approximer les probabilités de densités conjointes (modèles de mélanges gaussiens [Hastie et al., 2002] ou méthode du noyau [Silverman, 1986]). Suivant la méthode géostatistique utilisée pour inférer les paramètres géologiques à partir des attributs sismiques, on pourra ou non tenir compte de cet aspect du modèle pétrophysique.

Un aspect important du modèle pétrophysique est l'échelle à laquelle il est obtenu. Lorsque celui-ci est construit à partir de données de forage, un changement vers une échelle plus grossière doit être opéré sur les données afin que l'échelle des mesures corresponde approximativement à celle du modèle élastique issu de l'inversion [Doyen, 2007]. De plus, un problème se pose lorsque les données de forages ne couvrent pas l'ensemble des valeurs observées dans le modèle 3D de propriétés élastiques. Ceci est fréquent dans un contexte d'exploration où seulement quelques forages sont disponibles [Bosch et al., 2010]. Par ailleurs, lorsque le modèle pétrophysique est utilisé directement, la structure spatiale ainsi que la corrélation entre les différentes propriétés géologiques n'est pas considérée. C'est ainsi que la pétrophysique statistique [Doyen, 1988; Mavko et al., 1998; Avseth, 2000; Mukerji et al., 2001; Eidsvik et al., 2002] a été introduite pour la modélisation de réservoirs. Trois objectifs importants sont ainsi pour-

suivis. D'abord, permettre de peupler les zones non échantillonnées du modèle pétrophysique à l'aide de modèles théoriques. Ensuite, quantifier l'incertitude sur le modèle pétrophysique et ainsi pouvoir l'inclure dans l'algorithme stochastique de simulation des propriétés. Finalement, coupler le modèle pétrophysique avec une méthode de simulation géostatistique afin de prendre en compte la structure spatiale des propriétés géologiques d'intérêt [Doyen, 2007]. La prochaine section passe en revue quelques-uns des travaux combinant inversion sismique, pétrophysique statistique et différentes méthodes de simulation géostatistique.

Simulation géostatistique

Les méthodes géostatistiques s'avèrent être particulièrement appropriées pour la modélisation de réservoirs puisqu'elles permettent d'une part de modéliser la structure spatiale des propriétés en tenant compte de la possible corrélation entre celles-ci, et d'autre part, de quantifier l'incertitude. Les méthodes géostatistiques peuvent s'insérer à chacune des étapes du processus de modélisation de réservoir de l'inversion sismique [Buland and Omre, 2003] jusqu'à l'ajustement de données historiques [Le Ravalec-Dupin, 2005]. Toutefois, on ne s'intéresse ici qu'à la dernière étape de la modélisation des propriétés géologiques, une fois les attributs sismiques obtenus et le modèle pétrophysique établi. Il s'agit alors d'intégrer les données de puits fine échelle, les propriétés acoustiques ou élastiques 3D ainsi que la relation pétrophysique pour obtenir un ou plusieurs modèles de faciès, puis de propriétés géologiques.

Tel que mentionné précédemment, on distingue deux approches pour intégrer l'ensemble de ces données : la méthode séquentielle [Haas and Dubrule, 1994; Bachrach, 2006; Grana and Della Rosa, 2010; Le Ravalec-Dupin et al., 2011; Shahraeni and Curtis, 2011], ou en cascade où l'inversion sismique est d'abord réalisée, puis les propriétés modélisées à l'aide des attributs sismiques et l'inversion directe [Eidsvik et al., 2004; Larsen et al., 2006; Gunning and Glinsky, 2007; Spikes et al., 2007; Gonzalez et al., 2008; Bosch et al., 2009; Ulvmoen et al., 2010], où les données sismiques sont directement inversées en propriétés géologiques. Cette dernière approche consiste à générer des modèles haute résolution de faciès et propriétés géologiques puis, à l'aide d'un modèle pétrophysique, retrouver les propriétés élastiques. Des traces synthétiques sont ensuite calculées puis comparées aux traces observées. Les modèles retenus sont ceux qui minimisent la différence entre les paires de traces [Grana and Dvorkin, 2011]. Bien que le temps de calculs soit plus grand que lors d'une inversion en cascade, l'intérêt de la méthode se situe surtout au niveau de la haute résolution des modèles obtenus qui honorent tout de même les données sismiques plus basse résolution. Pour sa part, l'inversion en cascade est plus rapide mais se limite généralement à produire des modèles à l'échelle de la sismique.

Une méthode couramment utilisée pour la modélisation de propriétés géologiques consiste à simuler les différents faciès identifiés à partir des forages, d'abord, puis à peupler ces faciès par

les propriétés géologiques d'intérêt [Doyen, 2007]. Fichtl and Fournier [1997] proposent une méthode en deux étapes pour caractériser un réservoir. Une cosimulation séquentielle d'indicatrices est d'abord utilisée pour modéliser les différents lithofaciès, incorporant des données sismiques comme variables secondaires. La deuxième étape consiste à peupler ces lithofaciès de propriétés pétrophysiques (perméabilité, porosité, saturation,...) à l'aide d'une méthode de simulation continue. Cette approche permet de générer plusieurs scénarios équiprobables de lithofaciès auxquels des propriétés pétrophysiques sont associées tout en honorant les données en forages.

C'est dans ce contexte que nous présentons les méthodes de simulations de faciès et de propriétés qui ont été utilisées dans la modélisation de réservoirs avec une contrainte sur les mesures sismiques 3D.

Parmi les méthodes stochastiques permettant la simulation de variables discrètes, on retrouve la simulation séquentielle d'indicatrices (SIS) [Journel and Gomez Hernandez, 1989], la simulation gaussienne tronquée [Matheron et al., 1987] et la simulation pluri-gaussiennes, considérée comme une version améliorée de la méthode des gaussiennes tronquées [Galli et al., 1994; Le Loc'h et al., 1997].

À l'instar de la simulation séquentielle gaussienne, la SIS calcule la probabilité conditionnelle d'une indicatrices [Alabert, 1987; Journel, 1983] de façon séquentielle afin de prédire la probabilité d'un faciès en se basant sur les probabilités aux puits mais aussi sur celles précédemment simulées. Par exemple, Grana and Dvorkin [2011] empruntent la SIS afin de simuler plusieurs réalisations haute résolution de faciès à partir de probabilités de faciès calculées sur la grille sismique. Ces réalisations combinées à un modèle pétrophysique permettent d'obtenir plusieurs réalisations de propriétés pétrophysiques.

La simulation gaussienne tronquée (et plurigaussienne) consiste d'abord à simuler une (ou plusieurs) gaussiennes puis à les tronquer à des seuils choisis selon les proportions de chacun des faciès [Chilès and Delfiner, 1999]. Ces méthodes ont l'avantage de pouvoir simuler des faciès répartis de façon stationnaire ou non, à l'aide d'une gaussienne sous-jacente stationnaire. La simulation plurigaussiennes permet de construire une plus grande variété de modèles lithologiques et gagne en flexibilité quant aux relations stratigraphiques entre les faciès [Hu, 2002].

Moulière [1998] s'est appuyé sur la méthode des gaussiennes tronquées pour la modélisation de réservoirs. Les différents faciès sont simulés à l'aide de l'information aux puits et de l'information issue de la sismique, telle la répartition de la porosité ou de la perméabilité, en termes de proportions. L'application de la méthode proposée à un cas réel confirme l'apport de l'ajout d'information sismique pour la détermination des proportions dans l'algorithme de

simulation non stationnaire des gaussiennes tronquées. Emery [2007] discute de la méthode des pluri-gaussiennes pour la modélisation de réservoirs en se concentrant sur le conditionnement des modèles par des données dures et des données molles. La méthode proposée est appliquée à un gisement de cuivre au Chili. Trois fonctions aléatoires sont tronquées afin de modéliser la distribution spatiale de cinq faciès tout en honorant les contacts topologiques entre chacun des faciès et l'information provenant de diagraphies.

Une fois la classification en faciès réalisée, plusieurs méthodes géostatistiques permettent maintenant de peupler ces faciès par des variables continues tel la porosité, le volume d'argile, la perméabilité, etc. Les méthodes les plus connues et utilisées sont la simulation séquentielle gaussienne (SGS) [Johnson, 1987; Deutsch, 1993], la cosimulation [Gomez-Hernandez and Journel, 1993], l'approche de type FFT-MA (*Fast Fourier Transform - Moving Average*) [Le Ravalec-Dupin et al., 2000] et la méthode des bandes tournantes [Matheron, 1973].

À la fin des années 80, l'article de Doyen [1988] a eu un impact majeur sur l'industrie pétrolière pour avoir présenté comment la géostatistique peut être utilisée pour modéliser la porosité d'un réservoir à l'aide de données sismiques et en forages. Doyen [1988] a utilisé le cokrigage de porosité en forages et d'un modèle 3D d'impédance acoustique, obtenu par inversion de données de sismique réflexion, pour estimer la distribution de la porosité dans un réservoir d'hydrocarbures. À l'aide d'un modèle synthétique, il montre que le modèle de porosité obtenu par cokrigage présente une incertitude largement moindre que celui obtenu par la méthode traditionnelle de l'époque consistant à établir une simple régression par moindres carrés entre les données de forage et les données sismiques. La méthode est ensuite testée à l'aide de données provenant d'un réservoir dans la région de Taber-Turin en Alberta. Une validation croisée permet de conclure que le cokrigage améliore significativement l'estimation de la distribution spatiale de la porosité par rapport au krigage simple et aux méthodes traditionnelles.

Plus tard, Doyen et al. [1996] ont reformulé le cokrigage colocalisé pour l'adapter à un cadre bayésien. Une première distribution de la variable primaire, la porosité, est déterminée par krigage simple des observations de porosité en forages. Ensuite, cette distribution est mise à jour par la vraisemblance extraite de la distribution conjointe de la porosité et de l'impédance acoustique, cette dernière étant considérée comme variable secondaire. À l'aide d'un cas réel pour lequel des données prises au même endroit à deux moments différents sont disponibles, il montrent que l'ajout de données sismiques améliore grandement l'estimation.

Les méthodes d'estimation, même si elles sont les meilleures méthodes pour estimer la moyenne, ne sont pas adaptées pour modéliser des champs de propriétés hétérogènes. C'est pourquoi, depuis 15 ans, les méthodes de simulations sont devenues de plus en plus utilisées dans la modélisation des réservoirs. Parmi celles-ci, il y a les simulations séquentielles gaus-

siennes, les bandes tournantes et les FFT-Ma. Tandis que la première est auto-conditionnante, mais très lourde en terme de capacité de calcul, les deux dernières requièrent un post-conditionnement. Ces méthodes non conditionnelles sont rapides et permettent de simuler de très grands champs.

Dans le cas d'une variable secondaire continue, il faut utiliser des algorithmes de cosimulation. La principale limitation de la cosimulation est l'hypothèse que les covariables sont linéairement corrélées et homoscédastique, ce qui n'est pas toujours le cas des propriétés pétrophysiques [Doyen, 2007]. Haas et al. [1998] se sont penchés sur la séquence optimale à utiliser pour la modélisation de propriétés pétrophysiques. Cette question est basée sur l'idée que les différentes propriétés sont généralement liées entre elles. Ainsi, il est peut-être préférable de réaliser des simulations successives, en débutant avec la variable la plus «informative» pour simuler une première propriété, puis utiliser cette propriété pour en cosimuler une autre.

Les méthodes de simulation sont toutes basées sur la géostatistique à deux points (inférée par un variogramme) pour décrire la continuité spatiale des structures géologiques. Or, lorsque l'on souhaite modéliser des structures géologiques plus complexes ou encore des structures curvilignes, comme dans le cas de chenaux, le variogramme peut être limitatif [Caers, 2001]. C'est dans l'idée de pallier à cette limitation que la géostatistique multi-points (MPG) a été introduite par Guardiano and Srivastava [1993]. C'est une méthode séquentielle utilisée pour générer des scénarios statistiquement équivalents de variables catégoriques. Alors que les méthodes de simulation géostatistique à deux points infèrent la structure spatiale grâce au variogramme calculé sur les données, les MPG calculent des statistiques à n points sur une image d'entraînement. Cette image d'entraînement peut aussi bien être basée sur des photographies représentant la géologie du réservoir que sur un schéma structural fait par un géologue. Selon Daly and Caers [2010], cette méthode est à mi-chemin entre les simulations d'indicatrices et les méthodes par objets. Elle produit des modèles structuraux en s'appuyant sur la reconnaissance de patrons géologiques à l'aide d'une image d'entraînement (*training image*). L'algorithme se base sur une méthode de simulation séquentielle où les densités de probabilité sont directement obtenues à partir de l'image d'entraînement. L'algorithme visite chacun des pixels à simuler afin de leur assigner une valeur selon les pixels voisins déjà simulés, en se basant sur les patrons de l'image d'entraînement. Ainsi, il tend à reproduire les structures de cette image tout en respectant les données mesurées [Caers and Zhang, 2002]. Très lent à ses débuts, l'algorithme de recherche de patrons dans l'image d'entraînement a été grandement accéléré par l'arrivée des structures de recherche en arbre mises au point par Strebelle [2002].

Bien que la MPG tienne compte des relations non linéaires et non gaussiennes, aucune contrainte n'est imposée par les données dures pour assurer la reproduction de l'histogramme

[Hu and Chuganova, 2008; Strebelle, 2000]. Ceci dépend uniquement de la qualité de l'image d'entraînement. Par contre, cette méthode montre une grande flexibilité pour faire le calage du modèle sur des données dynamiques [Scheidt and Caers, 2009]. Par ailleurs, Faucher et al. [2012a,b] ont développé une méthode MPG permettant le contrôle de l'histogramme local et global.

Gonzalez et al. [2008] sont parmi les premiers auteurs à utiliser des MPG dans le contexte de l'inversion sismique pétrophysique. La méthode proposée permet d'obtenir plusieurs réalisations de faciès et de saturations en combinant les MPG et un modèle pétrophysique. C'est une méthode d'inversion directe où les MPG sont utilisées pour générer l'information pétrophysique a priori. Les réalisations obtenues respectent à la fois les données sismiques, en forages, ainsi que la géologie du milieu. Toutefois, selon Bosch et al. [2009], les contraintes imposées pour la reproduction des données géophysiques et pétrophysiques sont trop contraignantes et ainsi la méthode ne parvient pas à échantillonner rigoureusement l'ensemble de l'espace solution.

L'approche bayésienne est une approche stochastique basée sur le théorème de Bayes [Bayes, 1763]. Elle consiste à combiner l'information préalablement connue d'un paramètre recherché avec toutes autres données reliées de façon linéaire ou non avec cette variable. La force de cette méthode stochastique réside dans sa flexibilité. En effet, elle permet d'intégrer différents types de données, tout en tenant compte des liens non linéaires existant entre elles. Elle permet aussi d'inclure toute information préalablement connue sur la variable à estimer. C'est précisément le caractère non linéaire des relations entre les propriétés physiques et pétrophysiques du sol ainsi que la faible densité des points de mesures qui rend cette approche attrayante pour la modélisation de réservoirs. Cette approche est souvent qualifiée de méthode d'inversion puisqu'elle permet de retrouver des propriétés pétrophysiques à partir d'observations de propriétés physiques, en autant qu'une certaine relation statistique existe entre celles-ci. De nombreux auteurs ont adopté une approche bayésienne pour aborder le problème d'inversion sismique ou encore pour la modélisation des paramètres pétrophysiques. On n'en présente ici que quelques-uns.

Gastaldi et al. [1998] ont utilisé une approche bayésienne pour estimer l'épaisseur d'un réservoir à partir de données sismiques 3D. Cet algorithme de simulation a été employé parce que, selon les auteurs, les cosimulations, avec leur hypothèse de linéarité, ne sont pas adaptées dans des cas de réservoirs hétérogènes. En plus des données sismiques réelles provenant de 15 puits, un modèle analogue a été créé afin de générer un plus grand nombre de données, mais aussi afin de tenir compte de l'effet de *tuning* des données sismiques (faisant référence à de l'interférence constructive ou destructive des ondes sismiques causée par des réflexions rapprochées [Yilmaz, 2001]). C'est grâce au lien existant entre les isochrones sismiques du réservoir, les isochrones sismiques de la stratigraphie et l'épaisseur du réservoir que ce dernier paramètre a pu être estimé. Selon les auteurs, la relation multivariable non

linéaire unissant ces trois paramètres peut être décrite par la densité de probabilité conjointe, déterminée par la méthode non paramétrique du noyau. Les auteurs ont produit un grand nombre de réalisations de l'épaisseur du réservoir contraintes par les données sismiques. En comparant les résultats à cinq autres puits, leur travaux montrent que la méthode améliore grandement l'estimation de l'épaisseur du réservoir par rapport aux méthodes traditionnelles comme le krigeage ou les méthodes linéaires comme le cokrigeage.

Spikes et al. [2007] ont développé une méthode d'inversion sismique probabiliste contrainte par un modèle pétrophysique déterminé à partir de données en forage. L'objectif est de retrouver les paramètres élastiques et pétrophysiques du réservoir à partir des amplitudes sismiques. Leur méthode est testée à l'aide de données provenant d'un réservoir africain. Les auteurs soulignent avoir exclu l'épaisseur de réservoir dans leur simulation, ce qui a généré une surestimation des paramètres pétrophysiques. Une méthode semblable est testée à l'aide de cas synthétiques par Gunning and Glinsky [2007] et Buland et al. [2008].

Larsen et al. [2006], Gallop [2006] et Ulvmoen et al. [2010] présentent tous trois une approche permettant la classification d'un réservoir en lithofaciès à partir de données sismiques. La première est basée sur les chaînes de Markov, la seconde sur les mélanges de distributions pour l'estimation de la proportion des faciès et la troisième utilise des données pré-sommation et des observations de lithofaciès en forage pour la modélisation d'un réservoir de gaz norvégien.

Grana and Della Rosa [2010] présentent une méthode permettant d'intégrer des relations pétrophysiques in situ ainsi qu'une inversion élastique bayésienne afin d'estimer la densité de probabilité des propriétés pétrophysiques d'un réservoir. Ces probabilités conjointes sont calculées à partir d'une méthode paramétrique, les mélanges de modèles gaussiens et d'une méthode non paramétrique appelée la méthode du noyau, afin de vérifier l'impact d'un tel choix sur le résultat final. De plus, les problèmes d'échelles entre les données sismiques 3D et les données en forage sont pris en compte dans l'inversion par l'ajout d'une fonction de probabilité reliant les données à petite échelle à celles à grande échelle. La méthode a été testée sur un cas synthétique puis sur un cas réel. Les résultats obtenus sont concluants. Toutefois, la qualité des données sismiques joue un rôle primordial dans l'inversion. Il semble que le choix d'une méthode paramétrique ou non d'estimation des fonction de probabilité conjointe n'ait que très peu d'impact sur le résultat final.

1.3.2 Modélisation du réservoir d'hydrates de gaz de Mallik

Jusqu'ici, la modélisation de réservoirs a été abordée au sens large, sans porter une attention particulière aux réservoirs d'hydrates de gaz. On retrouve très peu de publications concernant la modélisation de réservoirs d'hydrates de gaz, qu'ils soient sous les marges océaniques ou

sous le pergélisol. Spécifiquement sur le sujet, les Bulletin 544 et 585 de la Commission géologique du Canada sont sans doute les deux plus grandes sources d'information existantes. Ces bulletins regroupent l'ensemble des publications en lien avec les deux programmes de recherche (1998 et 2002) au champ gazier de Mallik dans les Territoires du Nord-Ouest au Canada.

Bellefleur et al. [2006] et Riedel et al. [2009] présentent les résultats de l'inversion d'impédance acoustique d'un cube sismique réflexion 3D acquis au site de Mallik. Le but de ces travaux est d'étudier le lien entre les paramètres acoustiques et la présence d'hydrates de gaz afin de mieux définir l'étendue des couches riches en hydrates entre les forages. Les diagraphies soniques montrent que la vitesse des ondes P augmente considérablement en présence d'hydrates de gaz. À l'aide d'une méthode déterministe conventionnelle (*object-based*), les traces sismiques ont été inversées en impédance acoustique pour ensuite pouvoir estimer la saturation en hydrates ainsi que la vitesse. La courbe de conversion temps/profondeur a été déterminée à l'aide d'un profil sismique vertical, l'ondelette source a été déterminée sur l'ensemble des traces après sommation et la tendance de densité a été filtrée à 10 Hz. Les résultats de l'inversion déterministe ont permis d'estimer l'étendue latérale et verticale des zones riches en hydrates ainsi que le volume de gaz naturel emprisonné à l'intérieur de ces couches. Pour la zone C, située à environ 1080 m de profondeur, on estime une étendue de 900 000 m² et un volume de gaz naturel emprisonné d'environ 771×10^6 m³, pour une épaisseur constante de 25 m.

Huang et al. [2009] ont développé une nouvelle approche de modélisation de réservoirs 3D permettant de représenter l'hétérogénéité à différentes échelles et de reproduire les statistiques observées sur des données le long des forages. Ceci a pour but d'étudier le comportement des ondes sismiques dans un réservoir selon plusieurs niveaux d'échelle d'hétérogénéité. La méthode est ensuite appliquée au réservoir d'hydrates de gaz de Mallik. La méthode a permis d'estimer que la fraction volumique occupée par les hydrates de gaz, pour un volume de 500 m par 500 m par 226 m, est d'environ 1.8%. Ceci est calculé à partir de l'équation de Biot-Gassmann, combinée avec les paramètres statistiques des diagraphies du forage 5L-38 et avec la portée horizontale estimée à partir du cube d'impédance acoustique 3D. Ce pourcentage représente un volume de gaz naturel d'environ 167.5×10^6 m³. Les travaux montrent aussi que le degré d'hétérogénéité intervient de manière significative sur l'estimation du volume d'hydrates. Finalement, les opportunités et les défis qu'attendent le Canada face à ses ressources en hydrates de gaz sont présentés dans un rapport élaboré par un comité d'experts indépendants [Expert panel on gas hydrates, 2008].

1.4 Méthodologie

Cette section présente les différents aspects théoriques liés à la méthodologie de ce projet de recherche. Les calculs pour l'obtention de la teneur volumique en hydrates sont d'abord abordés, suivi de l'algorithme de simulation séquentielle bayésienne proposé et de la méthode de validation de cet algorithme. La méthodologie employée pour la réalisation d'une analyse de connectivité est finalement expliquée.

1.4.1 Calcul de la teneur volumique en hydrates de gaz

Avant de présenter la théorie liée à la méthodologie, il importe de clarifier un élément important de ce projet de recherche. Dans le monde pétrolier, les réservoirs sont caractérisés, entre autres, en terme de saturation, ce qui est tout à fait indiqué lorsque l'on est en présence de fluides (pétrole, gaz et eau). La recherche sur les hydrates étant étroitement liée au monde pétrolier, cette même variable est systématiquement employée pour la caractérisation des réservoirs d'hydrates de gaz. Toutefois, à leur état naturel, ceux-ci se présentent sous une forme solide. Cette particularité permet d'opter pour une nouvelle variable, nettement plus adéquate pour la caractérisation des réservoirs d'hydrates de gaz : la teneur volumique. Cette dernière se définit comme le produit de la porosité totale et de la saturation. La teneur volumique, à l'instar de la teneur massique dans le monde minier, a l'avantage majeur d'être une variable additive, contrairement à la saturation. Cela signifie qu'on peut effectuer des changements d'échelle par simples moyennes arithmétiques. De plus, cette propriété permet de calculer directement des volumes de gaz en place sans devoir estimer la porosité.

Lorsque l'on dispose de données de diagraphie NMR (*Nuclear Magnetic Resonance*), comme c'est le cas de Mallik, il devient possible de calculer directement la teneur volumique en hydrates de gaz G . En effet, l'outil NMR répond quantitativement à l'eau liquide se trouvant dans les pores (autant l'eau liée, capillaire et libre) mais pas aux hydrates de gaz [Freedman et al., 1998]. De cet outil, on obtient la porosité apparente NMR, ϕ_{NMR} . Par ailleurs, la porosité totale $\phi_{\gamma-\gamma}$ peut être calculée à l'aide des diagraphies de densité gamma-gamma [Kleinberg et al., 2005].

La figure 1.7 illustre bien ce concept. Le trait rouge représente la porosité totale et le trait noir, la porosité NMR. La différence entre les deux est donc directement liée à la teneur en hydrates de gaz. On remarque toutefois que des corrections sont nécessaires lorsque des couches de charbon sont présentes.

On peut donc exprimer la teneur volumique en hydrates de gaz par le produit de la porosité

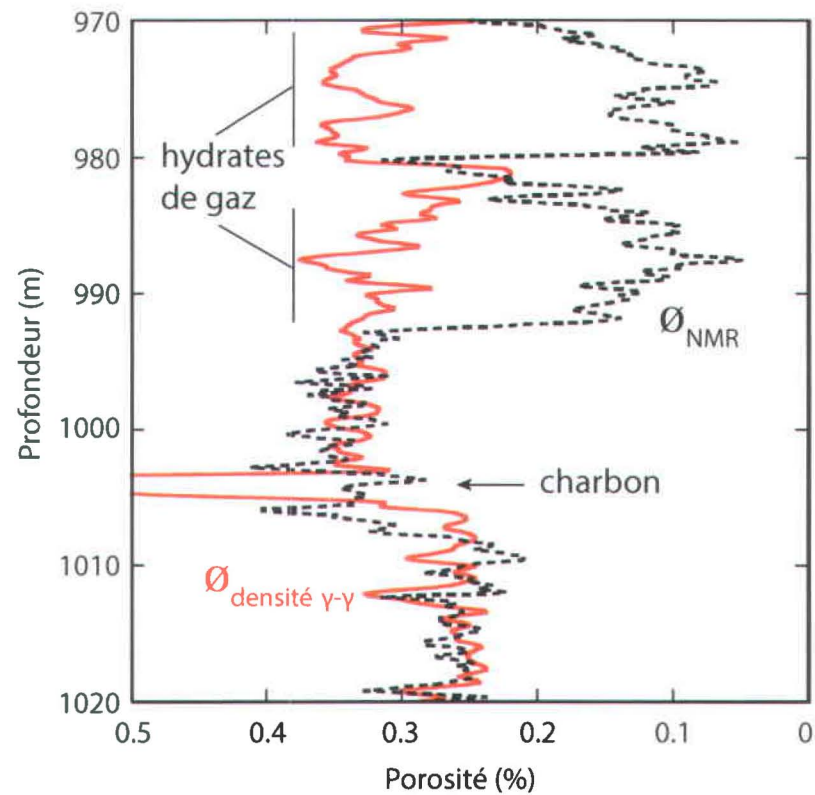


FIGURE 1.7 – Schéma présentant la porosité totale $\phi_{\gamma-\gamma}$ de la sonde densité gamma-gamma par un trait rouge continu et la porosité NMR, ϕ_{NMR} , par un trait noir pointillé. La différence entre les deux correspond à la teneur volumique en hydrates de gaz. L'anomalie présente sur la courbe de la porosité totale est due à un lit de charbon. Celle-ci doit être corrigée lors du calcul de volume (d'après Kleinberg et al., 2005)

totale et de la saturation en hydrates, ou encore, par la différence entre la porosité totale et la porosité NMR [Kleinberg et al., 2005] :

$$G = S_h \cdot \phi_{\gamma-\gamma} = \phi_{\gamma-\gamma} - \phi_{NMR} \quad (1.1)$$

La teneur en hydrates de gaz estimée à partir des diagraphies NMR est considérée comme la plus précise puisqu'elle dépend uniquement de la précision de l'appareil NMR et densité et non d'un modèle ou de paramètres empiriques [Takayama et al., 2005; Lee, 2011].

1.4.2 Calcul des densités de probabilités conjointes

Avant d'aborder l'algorithme de simulation, il importe de présenter brièvement les deux méthodes utilisées afin d'estimer des densités de probabilités : la méthode du noyau ainsi que celle des mélanges gaussiens. Ces notions sont essentielles à la compréhension de l'algorithme.

Méthode du noyau

L'estimation par noyau (*Kernel Density Estimator*) est une des méthodes non paramétriques permettant d'estimer une densité de probabilité multivariées à partir d'un échantillonnage discret.

Le concept de l'estimateur par noyau s'apparente grandement à celui de l'histogramme mais de façon continue. En effet, plutôt que d'estimer la densité de probabilité d'un point x en additionnant le nombre d'observations incluses dans une « boîte » de largeur fixe h , la méthode de noyau remplace la boîte par une fonction de distribution continue, appelé *noyau*. Celui-ci peut prendre plusieurs formes incluant une distribution normale, centrée en x , de variance h^2 . Ainsi, plus une observation se rapproche de ce point, plus sa contribution est importante. La densité de probabilité finale est obtenue par la somme de chacune de ces contributions que l'on normalise ensuite pour obtenir une fonction de densité. Dans un cas multivariable, cette fonction sera obtenue par la multiplication des densités de probabilité correspondant à chacune des variables aléatoires.

L'estimateur de noyau pour une seule variable aléatoire se définit comme suit [Zuber, 1999] : soit x_1, x_2, \dots, x_n , n observations d'une variable aléatoire, alors l'estimateur par noyau permettant de déterminer la densité de probabilité au point x s'écrit :

$$\hat{f}_h(x) = \frac{1}{n \cdot h} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x - x_i}{h}\right), \quad (1.2)$$

où $K(u)$ est appelée le noyau et h est une « fenêtre » contrôlant le degré de lissage de l'estimation.

Le noyau est une fonction de pondération dont l'intégrale est unitaire. Parmi les noyaux les plus courants (uniforme, triangle, epanechnikov, quadratique, cubique, gaussien, et circulaire), c'est le noyau gaussien (moyenne nulle et variance de un) qui a été retenu car il correspond le mieux à la forme des distributions marginales et qu'il élimine les variations brusques. Celui-ci s'énonce par la formule suivante :

$$K(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}u^2}. \quad (1.3)$$

Il est possible de généraliser l'équation 1.2 à d dimensions. Dans ce cas, l'estimateur de noyau devient :

$$\hat{f}_h(x) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{1}{h_1 \dots h_d} K\left(\frac{x_1 - x_{i1}}{h_1}, \dots, \frac{x_d - x_{id}}{h_d}\right), \quad (1.4)$$

où h_1, \dots, h_d sont les « fenêtres » pour chacune des dimensions.

La solution la plus simple permettant de combiner chacun des noyaux pour former le noyau multidimensionnel, $K(u) = K(u_1, \dots, u_d)$, est de les multiplier entre eux afin de déterminer la densité de probabilité conjointe des d variables aléatoires,

$$K(u) = K(u_1) \cdot \dots \cdot K(u_d). \quad (1.5)$$

De là, on tire l'estimateur de noyau

$$\hat{f}_h(x) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left\{ \prod_{j=1}^d \frac{1}{h_j} K\left(\frac{x_j - x_{ij}}{h_j}\right) \right\}. \quad (1.6)$$

L'étape délicate dans la détermination d'une fonction de densité est l'estimation des largeurs de fenêtre (h), surtout lorsque l'échantillonnage est faible. Plus la fenêtre est petite, plus la fonction varie jusqu'à provoquer l'apparition de détails artificiels non désirés. Inversement, plus la fenêtre est grande, plus la fonction est lissée jusqu'à effacer les caractéristiques importantes de la densité de probabilité. En théorie, la fenêtre idéale est celle qui minimise l'erreur quadratique moyenne intégrée (EQMI) de l'estimateur, c'est-à-dire la somme des erreurs quadratiques moyennes (EQM) pour chacune des valeurs de x [Jones et al., 1996]. Cependant, il existe plusieurs formules analytiques simples pour estimer la largeur de fenêtre idéale [Silverman, 1986].

Méthode des modèles de mélanges gaussiens (GMM)

Le modèle de mélanges gaussiens est une méthode paramétrique permettant d'estimer une densité de probabilité par une somme pondérée de fonctions de densité gaussiennes. Ainsi, pour une somme pondérée de M composantes gaussiennes, on le définit comme [Grana and Della Rosa, 2010] :

$$p(\mathbf{x}|\lambda) = \sum_{i=1}^M w_i g(\mathbf{x}|\mu_i, \Sigma_i), \quad (1.7)$$

où \mathbf{x} est le vecteur des observations à D dimensions, w_i pour $i = 1, \dots, M$ sont les poids de chacune des gaussiennes et $g(\mathbf{x}|\mu_i, \Sigma_i)$ pour $i = 1, \dots, M$ sont les composantes de chacune de ces gaussiennes. Ces composantes sont des fonctions gaussiennes à D variables de la forme suivante :

$$g(\mathbf{x}|\mu_i, \Sigma_i) = \frac{1}{(2\pi)^{D/2} |\Sigma_i|^{1/2}} \exp \left\{ -\frac{1}{2} (\mathbf{x} - \mu_i)' \Sigma_i^{-1} (\mathbf{x} - \mu_i) \right\} \quad (1.8)$$

avec μ_i , le vecteur des moyennes, Σ_i , la matrice de covariance et $\lambda = \{w_i, \mu_i, \Sigma_i\}$ pour $i = 1, \dots, M$ étant les paramètres définissant les gaussiennes. Ainsi, le modèle de mélanges gaussiens est entièrement paramétrisé par les vecteurs de moyennes, la matrice de covariance et les poids accordés à chacune des composantes pour lesquelles $\sum_{i=1}^M w_i = 1$.

Les paramètres (moyenne, covariance et poids) définissant un modèle de mélanges gaussiens peuvent être déterminés par un algorithme appelé *expectation-maximisation* (EM). L'idée

sous-jacente à cette méthode est de déterminer un nouveau modèle de paramètres λ' , à partir d'un modèle initial λ , de sorte que $p(X|\lambda') \geq p(X|\lambda)$, avec $X = \{x_1, \dots, x_T\}$, une séquence de vecteurs d'entraînement. Si la condition est respectée, le nouveau λ devient le modèle initial de la seconde itération et le processus se poursuit jusqu'à ce qu'il y ait convergence.

1.4.3 Simulation Bayésienne de la teneur (Chapitre 2)

Cette section présente en détails les étapes de l'algorithme de simulation séquentielle bayésien proposé dans ce projet.

Le théorème de Bayes est introduit ici puisqu'il est au coeur de l'approche proposée dans ce mémoire. Développé par le révérend anglais Thomas Bayes et publié en 1763, ce théorème a été conçu afin d'inclure, dans le calcul d'une probabilité conditionnelle, toutes autres probabilités provenant d'observations ayant un lien avec l'événement étudié. Issu de la théorie des probabilités conditionnelles, le théorème de Bayes s'énonce comme suit :

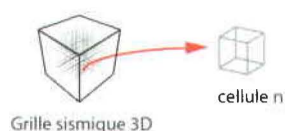
Soit A_1, \dots, A_k , k événements formant une partition de l'espace échantillonnel et B , un événement observé, alors

$$P(A_i|B) = \frac{P(B|A_i) P(A_i)}{\sum_{j=1}^k P(B|A_j) P(A_j)}, \quad (1.9)$$

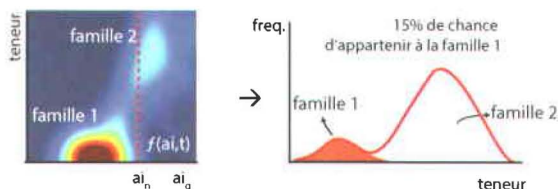
où la probabilité $P(A_i)$ pour $i = 1, \dots, k$ est appelée probabilité a priori et contient l'information statistique préalablement connue sur les phénomènes étudiés. La probabilité $P(B|A_i)$ est appelée *vraisemblance* (ou *likelihood* en anglais) et décrit les paramètres A_i d'une loi statistique en fonction de l'observation B connue. Finalement, le résultat $P(A_i|B)$ se nomme probabilité a posteriori, qui signifie la mise à jour de l'a priori une fois l'événement B observé.

Dans le cadre de ce projet, la variable principale recherchée est la teneur en hydrate de gaz G et la variable secondaire, observée en tous points, est l'impédance acoustique, IA . L'algorithme de simulation séquentielle Bayésienne proposé est illustré à la figure 1.8. La version originale de cet algorithme de simulation a été présentée par Doyen and Den Boer [1996]. Pour ce projet, il a été modifié pour s'adapter à la relation bimodale observée entre la teneur et hydrates et l'impédance acoustique.

Étape 1. Sélection aléatoire d'une cellule à simuler

Étape 2. Détermination de la distribution *a priori* $p(t_n | t_1, \dots, t_{n-1})$

Étape 2.1 Sélection aléatoire de la famille à laquelle appartient la cellule n à partir des proportions de la vraisemblance



Étape 2.2 Krigeage simple de la teneur utilisant la moyenne et la variance de la famille sélectionnée

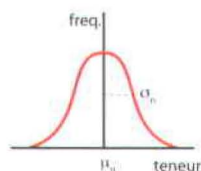
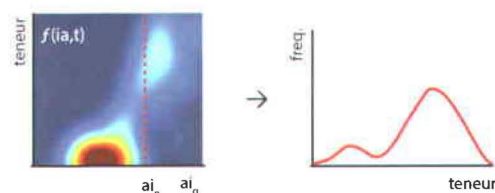
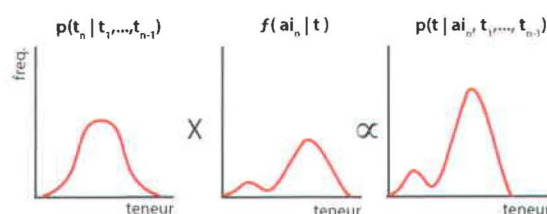
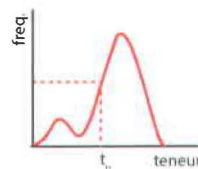
Étape 3. Détermination de la vraisemblance $L(t) = f(ai_n | t)$ Étape 4. Détermination de la distribution *a posteriori* $p(t | ai_n, t_1, \dots, t_{n-1})$ Étape 5. Échantillonnage de la distribution *a posteriori*

FIGURE 1.8 – Schéma de l'algorithme bayésien proposé.

Cet algorithme de simulation stochastique est séquentiel et comprend 5 étapes.

Étape 1. Définition d'un chemin aléatoire

La première étape consiste à définir un chemin aléatoire visitant, une seule fois, chacun des points à simuler (Fig. 1, Étape 1). Ce chemin est unique pour chacune des réalisations. Les étapes suivantes décrivent la procédure pour la simulation d'une seule cellule du domaine, que l'on appelle n .

Étape 2. Détermination de la distribution *a priori*

La distribution appelée *a priori* correspond à la probabilité $p(t_n | t_1, \dots, t_{n-1})$, où t_1, t_2, \dots, t_n représentent les valeurs de teneur en hydrates de gaz connues le long des forages ou simulées. Puisqu'on ne connaît pas les paramètres de la distribution originale, on fait l'hypothèse que la teneur a une distribution *a priori* gaussienne. Cela permet d'en estimer la moyenne et la variance conditionnelles à l'aide des paramètres obtenus par krigeage simple des données connues ainsi que des valeurs précédemment simulées [Chilès and Delfiner, 1999]. Toutefois, la distribution de la teneur en hydrates mesurée aux puits est bimodale. Conséquemment, le krigeage simple ne peut être effectué directement sur les données non Gaussiennes. C'est pourquoi, deux sous-étapes (Fig. 1.8, Étapes 2.1 & 2.2) ont été insérées à l'algorithme original afin de déterminer, de façon stochastique,

à quelle famille la cellule n appartient.

À l'étape 2.1, la vraisemblance $\mathcal{L}(t) = f(ia_n|t)$ est extraite de la distribution conjointe $f(ia, t)$, estimée à partir des données colocalisées de teneurs et d'impédance acoustique mesurées en forage. Cette approximation de la vraie probabilité de densité est obtenue à l'aide de la méthode du noyau présentée à la section 1.4.2.

La vraisemblance de la cellule n est ensuite modélisée par une somme de deux distributions gaussiennes à l'aide de la méthode des mélanges gaussiens. Le rapport de l'aire sous la courbe de la distribution correspondant à la famille 1 par celui de l'aire totale permet d'obtenir la probabilité que la cellule n appartienne à la famille 1. Finalement, une probabilité entre 0 et 1 est aléatoirement sélectionnée. Si cette dernière est inférieure à la probabilité d'appartenir à la famille 1, alors la cellule n appartient la famille 1. Autrement, elle appartient à la famille 2.

Une fois la famille sélectionnée, l'étape 2.2 consiste à déterminer la distribution conditionnelle a priori $p(t_n|t_1, \dots, t_{n-1})$ par krigeage simple des valeurs connues et précédemment simulées en utilisant le variogramme et la moyenne correspondant à cette famille. Il est important de préciser que toutes les valeurs simulées ainsi que les valeurs connues aux forages sont incluses dans le krigeage simple.

La portée verticale nécessaire au calcul du krigeage simple est déterminée par l'ajustement d'un modèle exponentiel sur le variogramme expérimental des données provenant des forages. Le nombre de forages étant généralement trop faible pour estimer correctement les portées horizontales de la variable principale, ces dernières sont estimées à partir des données d'impédance acoustique 3D, en faisant l'hypothèse que la variabilité spatiale de la teneur en hydrates de gaz et celle de l'impédance acoustique sont semblables.

Étape 3. Détermination de la *vraisemblance*

L'étape 3 consiste simplement à extraire la même vraisemblance qu'à l'étape précédente $\mathcal{L}(t) = f(ia_n|t)$ pour la cellule n .

Étape 4. Détermination de la distribution *a posteriori*

La distribution conditionnelle finale est appelée *a posteriori*. Elle est définie par la probabilité $p(t|ia_n, t_1, \dots, t_{n-1})$. Cette distribution s'obtient par la multiplication de l'*a priori* et de la vraisemblance, évalués aux mêmes points. Ce résultat est ensuite normalisé par la probabilité marginale de la teneur ainsi que par son aire totale sous la courbe.

Étape 5. Sélection aléatoire d'une valeur de de teneur t_n

De cette distribution *a posteriori*, une valeur de t_n est tirée aléatoirement à partir de la cumulative et assignée à la cellule à simuler. Cette nouvelle valeur de teneur sera considérée comme une valeur connue durant la suite du processus de simulation.

Cette procédure est répétée jusqu'à ce que tous les noeuds de la grille de simulation aient été visités. Après avoir simulé un certain nombre de noeuds, on doit restreindre le voisinage afin de conserver une taille raisonnable du système de krigeage simple.

Les multiples réalisations de la teneur en hydrates pour le réservoir de Mallik ont permis de calculer un volume moyen de gaz naturel emmagasiné sous forme d'hydrates, ainsi qu'une incertitude liée à ce volume. De plus, ces réalisations permettent de calculer, pour chacune des cellules, la proportion de celles-ci dont la teneur dépasse un certain seuil et ainsi identifier les zones où la teneur a les meilleures chances d'être la plus élevée.

1.4.4 Validation de l'algorithme et analyse de connectivité (Chapitres 3 et 4)

L'algorithme de simulation proposé a été appliqué aux données réelles de Mallik afin de modéliser la teneur des couches riches en hydrates de gaz. Cette approche stochastique nous permet d'obtenir plusieurs réalisations de la teneur sur l'ensemble de domaine 3D sous l'hypothèse que l'impédance acoustique, provenant de la sismique, est un bon indicateur de la présence d'hydrates de gaz à Mallik. On fait également l'hypothèse que la relation in situ établie entre l'impédance acoustique et la teneur en hydrates de gaz, à l'échelle de la sismique 3D, est précise et sans biais.

Afin de valider les hypothèses énoncées précédemment et ainsi montrer que l'approche bayésienne proposée est adéquate pour la modélisation du réservoir d'hydrates de gaz de Mallik, une partie des résultats est comparée à des teneurs en hydrates simulées à l'aide d'une tomographie sismique entre forages. En effet, entre les puits 3L et 4L, une tomographie sismique a été acquise, puis inversée (en tenant compte de l'anisotropie) pour retrouver les vitesses P [Giroux and Gloaguen, 2012]. Cette tomographie étant de résolution largement supérieure aux données sismiques 3D, il est possible de valider la position ainsi que la justesse des valeurs de vitesses obtenues par sismique 3D.

L'inversion pétrophysique pour retrouver la teneur en hydrates a été réalisée exactement au même endroit et par le même algorithme bayésien, d'une part en utilisant les données de tomographie d'impédance acoustique et, d'autre part, avec les données provenant du cube

d'impédance acoustique 3D (en supposant une densité globale constante de 2100 kg/m^3 dans les deux cas).

Une relation pétrophysique à fine échelle verticale (environ 15 cm) a été utilisée conjointement avec la tomographie alors qu'une mise à l'échelle supérieure (2 m) a été fait sur les données en forage pour l'inversion utilisant l'impédance acoustique 3D. L'ensemble des résultats a ensuite été comparé aux données de teneur acquises dans le puits 5L-38, situé exactement entre les forages 3L et 4L, ces dernières n'ayant pas été incluses dans les inversions. Cette méthodologie a mené à l'article présenté au chapitre 3 dans lequel les résultats sont présentés.

Une fois l'algorithme de simulation validé pour le réservoir de Mallik, les différentes réalisations de la teneur ont permis de s'intéresser à la connectivité entre les cellules de forte teneur. Ce concept est davantage axé sur l'exploitation et vise à vérifier l'extension latérale et verticale des différentes couches riches en hydrates, pour différents seuils de teneur. Bien que les méthodes d'exploitation des hydrates de gaz ne soient pas encore bien maîtrisées, la connectivité des zones à forte teneur a un impact sur le positionnement et la longueur des puits d'exploitation.

La méthodologie adoptée pour réaliser l'analyse de connectivité est présentée à la Figure 1.9. En utilisation la plus forte teneur le long d'un ou des deux forages comme point de départ, les six cellules adjacentes sont visitées. Celles présentant des teneurs au dessus d'un certain seuil sont conservées alors que les autres sont rejetées. Les cellules conservées deviennent ensuite les nouveaux points de départ à partir desquelles les cellules adjacentes sont visitées, en excluant les cellules déjà visitées.

Le processus s'arrête si aucune des cellules visitées a une teneur plus élevée que le seuil choisi ou si l'on a atteint la limite de la grille de simulation. La taille des cellules de simulation est de $30 \text{ m} \times 30 \text{ m} \times 3 \text{ m}$, ce qui signifie que la connectivité latérale minimale est de 30 m et la connectivité verticale, de 3 m.

Cet algorithme permet donc d'analyser la connectivité des différentes zones riches en hydrates de gaz, pour différents seuils de teneur, pour chacune des réalisations. Ceci mène finalement au calcul de volumes « connectés » moyen de gaz naturel pour chacune des zones ainsi que de leur incertitude. La méthodologie ainsi que les résultats de cette analyse de connectivité sont présentés au chapitre 4.

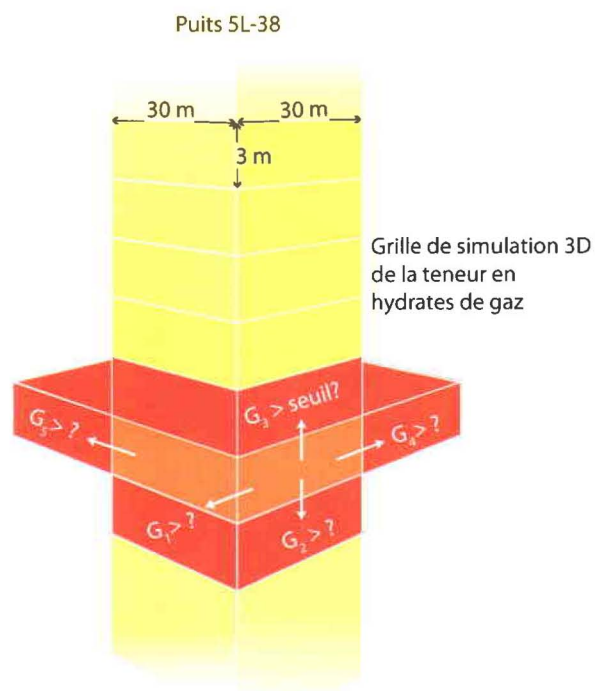


FIGURE 1.9 – Illustration de la méthodologie empruntée pour réaliser l'analyse de connectivité.

1.5 Contributions originales de la thèse

La contribution originale de la thèse comporte deux facettes ; une première de nature méthodologique et une seconde, de nature appliquée.

Du côté méthodologique, un algorithme de simulation stochastique bayésien a été développé afin de modéliser la teneur en hydrate de gaz au site de Mallik (Chapitre 2). Tel que mentionné précédemment, ce type d'algorithme est particulièrement intéressant puisqu'il permet de tenir compte de relations non linéaires entre les paramètres en jeu et permet d'intégrer l'information provenant de la géophysique ainsi que de forages, sous forme de la mise à jour d'un modèle a priori. Une méthode conventionnelle d'estimer cette distribution a priori est d'émettre l'hypothèse que la variable d'intérêt a un comportement gaussien et, ainsi, de déterminer sa moyenne et sa variance à l'aide d'un krigeage simple [Doyen et al., 1996]. Or, dans le cas du réservoir de Mallik, la variable principale, en l'occurrence la teneur en hydrates de gaz, a un comportement bimodal.

Dans le cas des réservoirs conventionnels, ce type de distribution est généralement abordé en deux étapes ; une première étape qui consiste à simuler des faciès (ou propriétés discrètes) et une seconde qui consiste à peupler ces faciès de propriétés continues [Doyen, 2007]. L'approche proposée combine ces deux étapes en un algorithme séquentiel unique où, à chacun des noeuds visités, une « famille » (ou faciès) est d'abord sélectionnée de manière stochastique, permettant ensuite d'y assigner une valeur de propriété continue en utilisant l'algorithme bayésien conventionnel. En plus d'être simple à implémenter et plus rapide qu'une double simulation, la modification apportée donne une flexibilité quant à la sélection de la famille à laquelle appartient chacun des noeuds. En effet, ce choix est basé sur une sélection aléatoire tirée d'une probabilité d'appartenir à l'une ou l'autre des deux familles. De plus, cette probabilité est recalculée à chacun des noeuds, tel qu'expliqué à la section 1.8.

Également, du point de vue méthodologique, une seconde contribution originale concerne le choix de la variable principale. Les travaux sur les hydrates de gaz traitent systématiquement de la saturation en hydrates de gaz, comme il est fait pour les réservoirs conventionnels. Or, la saturation est une variable qui dépend de la porosité du milieu. De plus, dans son état naturel, les hydrates de gaz se trouvent sous forme solide. Dans un contexte de caractérisation, la saturation est une information peu pratique puisque l'estimation de volumes en hydrates requière obligatoirement une information additionnelle sur la porosité. Par ailleurs, la saturation n'est pas une variable additive, ce qui complique les étapes essentielles de changement d'échelle dans le processus de modélisation. C'est pourquoi, la *teneur volumique* en hydrates de gaz a été adoptée comme variable principale pour ce projet. C'est une variable qui se définit par le produit de la saturation par la porosité totale. Cette variable a la propriété

d'être additive, ce qui permet d'avoir recours aux moyennes arithmétiques pour le changement d'échelle et de calculer les volumes de gaz par simple sommation des sous-volumes du modèle.

Le second aspect novateur de ce projet concerne l'application de l'algorithme stochastique bayésien modifié au réservoir d'hydrates de gaz de Mallik (Chapitre 2). En effet, bien que l'approche stochastique soit largement utilisée pour la modélisation de réservoirs conventionnels [Haas and Dubrule, 1994; Le Ravalec-Dupin et al., 2001; Dubrule, 2003; Spikes et al., 2007], elle l'a peu été pour la caractérisation de réservoirs d'hydrates de gaz [Dai et al., 2004, 2008; Huang et al., 2009]. L'approche stochastique permet d'obtenir plusieurs scénarios équiprobables de la distribution de la teneur en hydrates de gaz, à l'échelle du réservoir, tout en intégrant les différentes données disponibles. Ces multiples réalisations servent ensuite à étudier la probabilité d'occurrence des hydrates de gaz à différents seuils. Il est ainsi possible d'estimer le volume en gaz naturel stocké sous forme d'hydrates et de quantifier l'erreur associée à cette estimation. De plus, les multiples scénarios de la teneur en hydrates de gaz ont permis d'étudier la connectivité des zones riches en hydrates, pour différents seuils de teneur, ce qui n'avait jamais été réalisé dans la passé (Chapitre 4).

Une dernière contribution originale de cette thèse concerne l'étude de l'impact qu'a la taille du support des données sismiques ainsi que de la densité de probabilité lors de la simulation de la teneur en hydrates de gaz à Mallik (Chapitre 3). Pour ce faire, la simulation de teneurs à partir d'une tomographie sismique entre forages de haute résolution a été comparée à celle à partir de la sismique 3D basse résolution. Ces travaux ont permis, entre autres, de confirmer que l'utilisation de la sismique 3D pour caractériser les réservoirs d'hydrates de gaz est adéquate, malgré sa plus faible résolution.

Chapitre 2

Non-Gaussian gas hydrate grade simulation at Mallik site, Mackenzie Delta, Canada

Simulation non gaussienne de la teneur en hydrate de gaz au site de Mallik, dans le Delta du Mackenzie, Canada

Dubreuil-Boisclair, C.¹, Gloaguen, E.¹, Bellefleur, G.², et Marcotte, D.³

¹ *INRS Centre Eau Terre Environnement*

² *Commission géologique du Canada*

³ *École Polytechnique de Montréal*

Marine & Petroleum Geology, vol. 35, 2012, p. 20-27

Soumis le 7 décembre 2011

Accepté le 24 février 2012

Contribution

Ma contribution à ce premier article comprend la programmation de l'algorithme, l'obtention des résultats et la rédaction de l'article ainsi qu'une participation au développement de l'idée originale de l'algorithme.

La contribution d'Erwan Gloaguen se rattache à l'idée originale de l'algorithme et un suivi constant durant chacune des étapes menant aux résultats, ainsi qu'une révision méticuleuse de l'article. La contribution de Gilles Bellefleur concerne davantage les données et un suivi rigoureux sur la validité des résultats obtenus ainsi qu'une révision méticuleuse de l'article. Finalement, la contribution de Denis Marcotte à cet article concerne la vérification de la rigueur mathématique de l'approche proposée par comparaison à d'autres approches.

Résumé

Durant les dernières décennies, les réservoirs d'hydrates de gaz ont bénéficié de l'attention grandissante des milieux académiques et industriels. Cependant, les données de base et les algorithmes de modélisation de réservoir n'ont pas été développés pour ce genre de ressource non conventionnelle. Par conséquent, il devient nécessaire de développer des méthodes spécifiques et bien adaptées à la caractérisation de réservoirs d'hydrates de gaz. Cette étude se penche sur l'utilisation d'un algorithme stochastique de simulation bayésien pour l'intégration de données en forage et d'impédance acoustique 3D. Ceci afin d'estimer la teneur (produit de la saturation par la porosité) en hydrates de gaz pour un volume correspondant au champ d'hydrates de gaz de Mallik, situé dans le Delta du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest, au Canada. D'abord, les données collocalisées provenant des forages Mallik 5L-38 et 2L-38 sont utilisées pour construire une relation pétrophysique statistique entre la teneur en hydrates de gaz et l'impédance acoustique. Ensuite, un algorithme stochastique bayésien est appliqué afin de générer plusieurs scénarios en trois dimensions de la teneur en hydrates de gaz, en intégrant les données de forages et la variabilité latérale de l'impédance acoustique 3D. Ces scénarios équiprobables permettent de quantifier l'incertitude sur l'estimation de la teneur et d'identifier les zones où cette incertitude est plus grande. Contrairement aux algorithmes de simulation conventionnels, l'approche proposée permet l'intégration de distributions non-linéaires et non gaussiennes. Ceci permet de tenir compte de distributions bi-modales sans recourir à des transformations gaussiennes instables pour ce genre de distributions. Les résultats présentent des valeurs de teneurs qui sont en accords avec les données acquises en forages. De plus, l'écart-type, calculé à chacun des voxels à l'aide de chacune des réalisations, est relativement faible, signifiant que l'impédance acoustique est un indicateur

assez précis de la présence d'hydrates de gaz.

Abstract

For the past decades, gas hydrate reservoirs have benefited from an increasing attention in the academic and industrial worlds. As a result, there is a growing need to develop specific and comprehensive gas hydrate reservoir characterization methods. This study explores the use of a stochastic Bayesian algorithm to integrate well-logs and 3D acoustic impedance in order to estimate gas hydrate grades (product of saturation and total porosity) over a representative volume of the Mallik gas hydrate field, located in the Mackenzie Delta, Northwest Territories of Canada. First, collocated log data from boreholes Mallik 5L-38 and 2L-38 are used to estimate the statistical relationship between acoustic impedance and gas hydrate grades. Second, conventional stochastic Bayesian simulation is applied to generate multiple gas hydrate grade 3D fields integrating log data and lateral variability of 3D acoustic impedance. These equiprobable scenarios permit to quantify the uncertainty over the estimation, and identify zones where this uncertainty is greater. Contrary to conventional stochastic reservoir modeling workflows, the proposed method allows integrating non Gaussian and non linear distributions. This permits to handle bimodal distributions without using complex stochastic transforms. The results present gas hydrate grade values that are in accordance with well-log data. The relatively low standard deviation calculated at each pixel using all realizations suggests that gas hydrate grades is well explained by acoustic impedance and log data.

2.1 Introduction

Gas hydrates occurring in permafrost regions are known to represent a large volume of the global natural gas resources [Expert panel on gas hydrates, 2008]. However, actual gas hydrate volume estimates vary over many orders of magnitude reflecting the numerous assumptions and the lack of reliable volume calculation methods, at the global or at the site scale [Collett, 2000]. Reservoir characterization in terms of the spatial distribution of gas hydrate (GH) saturation and porosity is a key step prior to any exploitation project. Conventional investigation tools used to infer these properties include 3D seismic surveys that have a large spatial coverage but low spatial resolution (mostly vertical) and downhole logging data with high vertical resolution but poor lateral coverage [Le Ravalec-Dupin, 2005]. In addition to conventional reservoir characterization obstacles, the multiple choice of petrophysical relationships possibly linking large scale acoustic attributes to small scale physical properties complexifies accurate gas hydrate modeling [Helgerud et al., 1999; Dai et al., 2004].

It has been shown that gas hydrate saturation presents a strong statistical relation with acoustic impedance [Lu and McMechan, 2002a; Dai et al., 2004; Bellefleur et al., 2006]. This relation, observed on well data, motivates the use of 3D acoustic impedance inversion of seismic data as well as log data, to estimate gas hydrate grades (product of saturation and porosity) over a large area of the Mallik gas field. Thus, we propose a simulation algorithm which combines 3D acoustic impedance data with acoustic impedance log and grade data estimated using porosity and gas hydrate saturation [Takayama et al., 2005]. Similar simulation approaches were first applied by Doyen et al. [1996] and Gastaldi et al. [1998] to constrain 3D oil reservoir porosity models using 3D seismic and log data. More recently, Grana and Della Rosa [2010] presented a probabilistic Bayesian approach combining *in situ* petrophysical relationships with inverted 3D seismic acoustic attributes to estimate the distribution of petrophysical parameters (effective porosity, clay content, and water saturation) as well as litho-fluid classes. Statistical simulation approaches have the advantage of quantifying and providing the spatial distribution of the uncertainty of the estimates.

Previous works on Mallik gas hydrate field modeling were presented by Bellefleur et al. [2006] and Riedel et al. [2009]. They showed that a strong relationship exists between gas hydrate saturation and acoustic impedance. An important step in this research is to consider gas hydrate as a mining resource, hence to consider grades instead of saturation, as it is typically done in the petroleum industry. The grades are defined as the product of saturation and porosity but can be calculated at the wells by the subtraction of the NMR porosity to the total porosity, as described later in this paper. Starting from this point, this study aims at estimating the in-place volume of methane trap within hydrates and to address the continuity of the high gas hydrate grades layers observed at the wells with its uncertainty. In an exploitation point of view, these results can play an important role in the decision process of the future drilling locations.

2.2 Methodology

This study investigates the use of *in situ* well-log statistical relationship between acoustic impedance and gas hydrate grades through a non-linear Bayesian simulation algorithm to simulate the gas hydrate grades (G) over the 3D seismic data from Mallik. The available seismic data consists of a 3D acoustic impedance (AI) cube inverted using conventional least-square algorithm [Bellefleur et al., 2006]. Time-to-depth conversion chart is built from a zero-offset Vertical Seismic Profile (VSP) measured at borehole 2L-38 [Sakai, 1999] located in the center of the 3D seismic cube and reaching the base of the gas hydrate stability zone. Multiple properties were obtained from logging data from both wells including bulk density, neutron porosity, NMR porosity, and P-wave velocity [Collett et al., 1999, 2005b]. From these

properties, fine scale (~ 15 cm) 1D acoustic impedance was calculated by multiplying the density and the velocity of P-wave whereas gas hydrate grades were calculated by multiplying the gas hydrate saturation with the total porosity.

Grades were preferred over standard gas hydrate saturation since, in its natural form, gas hydrate occurs as a solid rather than a fluid as it is typically in conventional reservoir [Gabbitto and Tsouris, 2010]. Consequently, the characterization tools for gas hydrate reservoirs are closer to those used in mining rather than the ones used in oil and gas reservoir study. Moreover, the grades are an additive variable. Therefore, upscaling and downscaling can be done by simple averaging. Following this property, log data have been resampled at the coarse seismic scale (2 m) using sliding window arithmetic mean.

2.2.1 Gas hydrate grades calculation

The two log parameters included in the present BSS algorithm are acoustic impedance and gas hydrate grades. Acoustic impedance is calculated by multiplying the bulk density and P-wave velocity.

The bulk density of gas hydrate bearing sediments (ρ_b) can be expressed by [Lee, 2011]

$$\rho_b = \rho_{ma}(1 - \phi) + \rho_w\phi(1 - C_h) + \rho_h\phi C_h \quad (2.1)$$

where ϕ is the total porosity and ρ_{ma} , ρ_w and ρ_h are the densities of grains, water, and gas hydrate, respectively. C_h is the gas hydrate saturation filling the pore space.

In addition, NMR well-logging tools respond quantitatively to pore-space liquid water (bound, capillary, and free water) but not to gas [Kleinberg et al., 2005]. Thus, the NMR porosity (ϕ_{NMR}) can be written as

$$\phi_{NMR} = \phi(1 - C_h). \quad (2.2)$$

From equation 2.1 and 2.2, the total porosity, which corresponds to the pore space occupied by water and gas hydrate, is

$$\phi = \frac{\phi_D + \lambda_h\phi_{NMR}}{1 + \lambda_h} \quad (2.3)$$

where

$$\lambda_h = \frac{\rho_w - \rho_h}{\rho_{ma} - \rho_w} \quad \text{and} \quad \phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_w}. \quad (2.4)$$

From equations 2.2 and 2.3, the gas hydrate saturation and grades can be expressed as

$$C_h = \frac{\phi - \phi_{NMR}}{\phi} \quad (2.5)$$

$$G = \phi \times C_h = \phi - \phi_{NMR} \quad (2.6)$$

Gas hydrate grades, estimated from NMR and density logs are considered as the most accurate since it only depends on the accuracy of the NMR tool as well as the density log and not on a model or parameters [Takayama et al., 2005; Lee, 2011].

2.2.2 Kernel estimation

The first step of our methodology consists in inferring the statistical petrophysical relationship between G and AI using collocated log data. The joint probability function was then estimated using the non-parametric kernel density estimator (KDE) [Rosenblatt, 1956; Parzen, 1962]. The joint probability function $f(G, AI)$ for n collocated data points (G_i, AI_i) and for $i = 1, \dots, n$ the KDE is expressed by Wand and Jones [1995].

$$f(G, AI) = \frac{1}{nh_1h_2} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{G - G_i}{h_1}\right) K\left(\frac{AI - AI_i}{h_2}\right) \quad (2.7)$$

where h_1 and h_2 are the kernel bandwidths and K is the kernel function. Among all possible kernel types (uniform, triangle, Epanechnikof,...), we selected a Gaussian kernel as it is routinely used for continuous variables [Silverman, 1986].

The determination of the optimal bandwidth is not straightforward; too much smoothing decreases the resolution of the relationship between variables whereas not enough smoothing leads to an unstable relationship. Many empirical equations exist to help making this choice [Silverman, 1986]. However, since the relationship includes only two variables, a visual bandwidth determination is preferred.

2.2.3 Bayesian sequential simulation

This section presents the BSS algorithm as illustrated on Figure 2.1. This algorithm comprises five steps and allows the integration of the seismic attributes with the in situ petrophysical relationship in a stochastic and very flexible manner. The first step consists in defining a random path visiting each cell of the 3D grid once. All the subsequent steps presented below aim at simulating the gas hydrate grades of voxel n .

The second step defines the a priori distribution of the gas hydrate grades. This is done in two sub-steps (Fig. 2.1, Steps 2.1 & 2.2). Since the gas hydrate grades and acoustic impedance present a bi-modal distribution, it is necessary to statistically infer a family for voxel n , i.e. family 1 corresponding to low gas hydrate grades or family 2, corresponding to high gas hydrate grades. The Gaussian Mixture Models (GMM) [McLachlan and Basford, 1988] are used to model the marginal of the grades in order to obtain the probability of belonging to one or the other family.

The ratio of the area under the curve of the Gaussian corresponding to family 1 and the total area under the curve is normalized to obtain the probability of belonging to that family. This probability is used to stochastically assign a family to the voxel.

Once the family is chosen, the variogram and the mean of that family is used in step 2.2 to perform, at voxel n , a simple kriging of the known log data and all the previously simulated grade values to obtain the prior distribution $f(G_n|G_1, \dots, G_{n-1})$.

Under multiGaussian assumption, the parameters required to estimate a Gaussian distribution (the conditional mean μ and variance σ) are given by simple kriging [Chilès and Delfiner, 1999]. Thus, each family has its own mean and variance estimated using Gaussian mixture models on the marginal distribution of gas hydrate grades.

The vertical range required for the 3D simple kriging algorithm is determined by fitting an exponential model on the experimental variogram of the log data. Since only two boreholes are available at the study site, the horizontal ranges are inferred from the 3D acoustic impedance data, assuming that this parameter reflects the spatial structure of the gas hydrate grades.

Step 3 (Fig. 2.1) simply consists in extracting the same likelihood function as previously, from the joint pdf.

Applying Bayes theorem, the posterior distribution is computed by updating the prior with the likelihood. Finally, a grade value is randomly picked from the posterior distribution and assigned to the voxel n . The simulated value is now considered as a measured data for the

next voxel to be simulated. Steps 2 to 5 are repeated until all voxels have been visited once (Fig. 2.1, Steps 4 & 5).

2.3 Study site and data

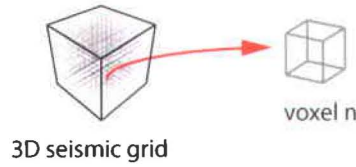
The Mallik gas hydrate field is located onshore the Arctic permafrost near the coastline of the Beaufort Sea, in the Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada (Fig. 2.2). Three internationally partnered research well programs have intersected three intervals of gas hydrate and allowed successful extraction of sub-permafrost core samples with a high concentration of gas hydrate [Dallimore and Collett, 2005].

The gas hydrate intervals are up to 40 m thick and have high gas hydrate saturation, sometimes exceeding 80% of pore volume in unconsolidated clastic sediments with porosities ranging from 25 to 40%. The three gas hydrate intervals are located in the crest of a faulted anticline structure [Brent et al., 2005]. In 2008, depressurization of a targeted gas hydrate layer has been successfully conducted and established proof of concept that gas hydrate production can be achieved [Wright et al., 2011].

2.3.1 3D seismic data

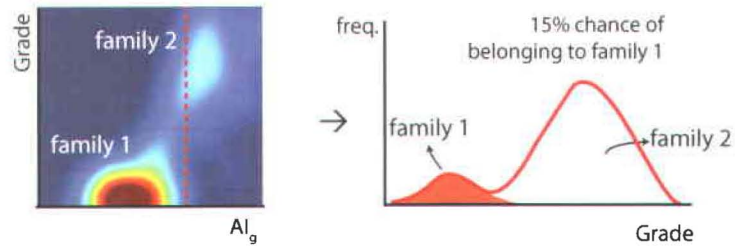
In this study we use the upper two seconds of a 3D seismic reflection data set measured and processed in 2002. The acquisition geometry for the 3D was designed to image conventional hydrocarbon accumulations located beneath the gas hydrate zones (deeper than 1100 m). The processing also focused on the imaging of the conventional gas-bearing structures rather than gas hydrate. The chosen data set was reprocessed to preserve the relative true-amplitude of the data. A complete processing description is given in Brent et al. [2005]. The data used in this study is a subset of the 3D cube (41×41 traces) centered on wells 2L-38 and 5L-38 and selected by Bellefleur et al. [2006] and Riedel et al. [2009] for detailed acoustic impedance inversion. Several studies proposed to use with tremendous success elastic impedance to better characterize oil reservoirs [Buland and Omre, 2003]. However, in the actual study, only acoustic inversion is possible due to limited offsets [Riedel et al., 2009].

Step 1. Random selection of a voxel to simulate

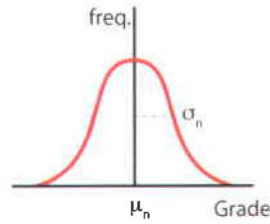


Step 2. Determination of the *prior* distribution

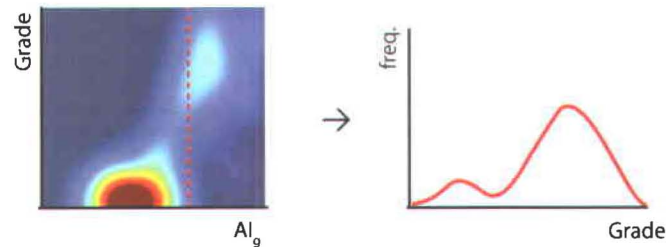
Step 2.1 Random family selection from proportions of AI likelihood



Step 2.2 Simple kriging of the grade data with mean and variance of the family selected



Step 3. Determination of the *likelihood*



Step 4 & 5. Determination of the *posterior* distribution

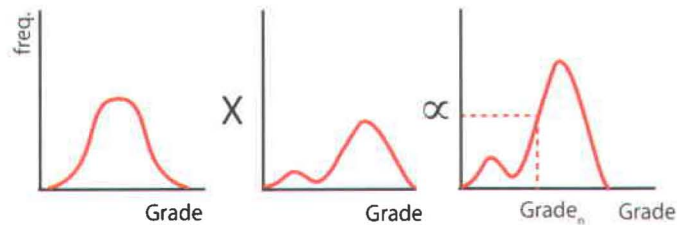


FIGURE 2.1 – Bayesian sequential simulation algorithm

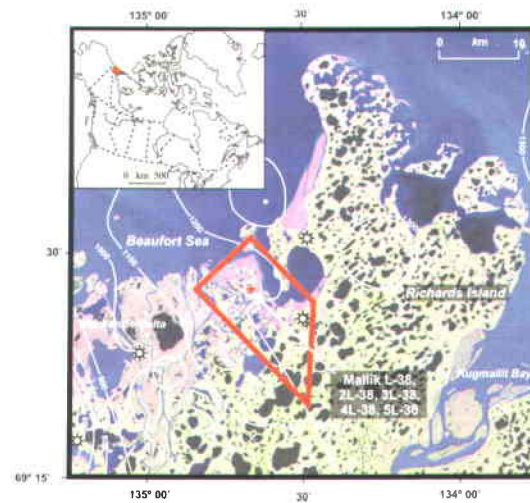


FIGURE 2.2 – Map of the Mallik gas hydrate field, in the Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. The position of the wells Mallik L-38, 2L-38, 3L-38, 4L-38 and 5L-38 is shown. The red line represents the outline of the Mallik 3D seismic data set. In this study, only a subset of this 3D data is used.

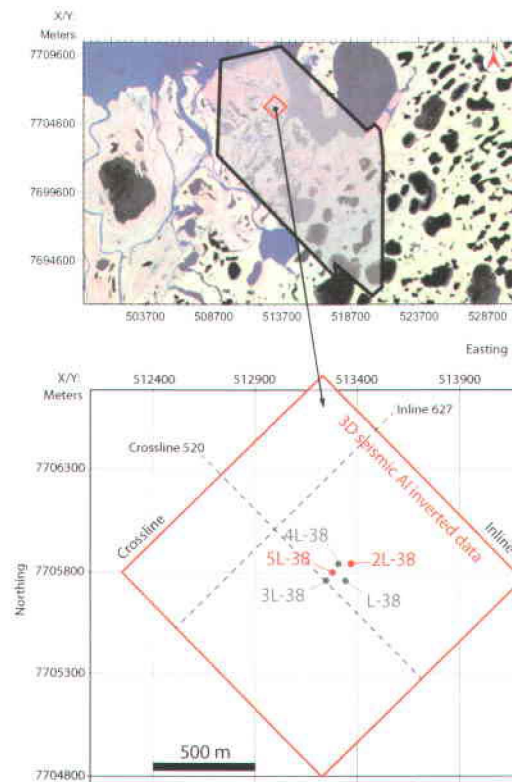


FIGURE 2.3 – Localization for the 3D seismic data subset and the 2L-38 and 5L-38 wells used in this study

2.3.2 Well data

The log data were measured at wells Mallik 2L-38 and 5L-38, 94 meters apart. Both wells cross the entire gas hydrate stability zone resulting in a continuous data set in the target area from around 850 m to 1160 m deep. Previous work on Mallik well log identified two high saturation gas hydrate horizons (Zones B and C), confirmed by various measurements (resistivity, P- and S-wave velocity, NMR), and a shallower one (Zone A) with less spatial continuity between wells [Riedel et al., 2009]. These horizons are composed of high porosity sand located between 850 and 1100 m, which is documented to be the base of the gas hydrate stability zone. Zone C, located at the base of the gas hydrate stability zone is the most continuous horizon and extends over a large area. In comparison, Zone B located at about 950 m, is slightly more discontinuous and patchy. Zone A, considered as the uppermost gas hydrate occurrence (~ 890 m), is not present on the inverted seismic section due to complex interference patterns of the highly variable stratigraphy and inappropriate seismic imaging [Bellefleur et al., 2006].

The total porosity, the gas hydrate saturation and the gas hydrate grade logs measured at well 5L-38 are presented in figure 2.4. The three main gas hydrate horizons (Zones A, B and C) are outlined by shade zones. Although zone A is visible on this well, it is not present on well 2L-38 suggesting that this layer is highly variable in thickness. The base of Zone C corresponds to the base of the gas-hydrate stability zone and is the termination of a highly concentrated thick gas-hydrate occurrence within a uniform sand layer [Riedel et al., 2009].

All log data were then upscaled using a sliding window arithmetic average, to the scale of the 3D acoustic impedance data in order to take into account the seismic measurement support. This is made possible since grades are an additive variable contrarily to saturation. The upscaled values of gas hydrate and acoustic impedance are used to calculate an in situ pdf used in steps 2.1 and 3 of the proposed algorithm (see Fig. 2.2).

2.4 Results

The 3D acoustic impedance inverted data as well as the upscaled grade log data of borehole Mallik 2L-38 and 5L-38 are combined to generate 50 BSS realizations. The variogram model used to compute the simple kriging is exponential with horizontal ranges of 400 m, and a vertical range of 40 m. Family 1 has a mean grade value of 0.005 and a variance of 1.54×10^{-3} , including a nugget effect of 1.4×10^{-4} . Family 2 has a mean of 0.21 and a variance of 7.7×10^{-3} , including a nugget effect of 7×10^{-4} . The vertical range as well as the two means and variances

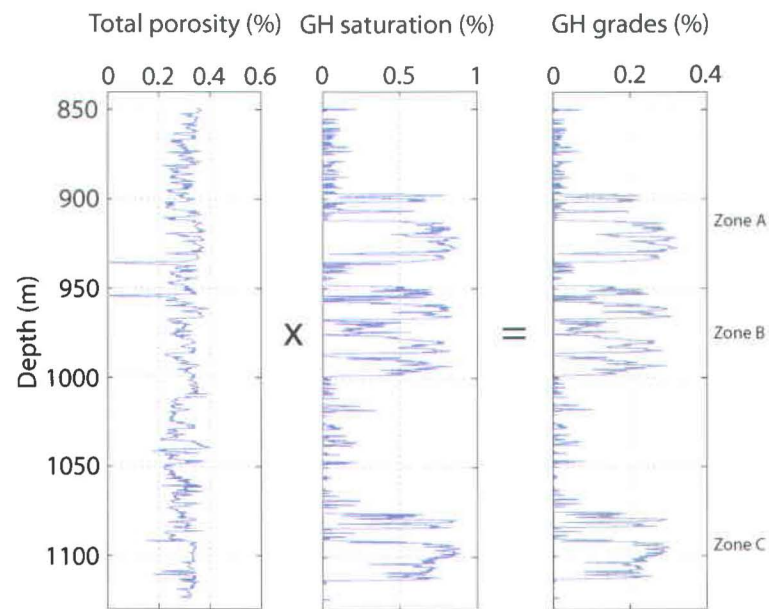


FIGURE 2.4 – Total porosity, gas hydrate saturation and gas hydrate grades at well Mallik 5L-38. Gas hydrate grade data are obtained multiplying the saturation by the total porosity.

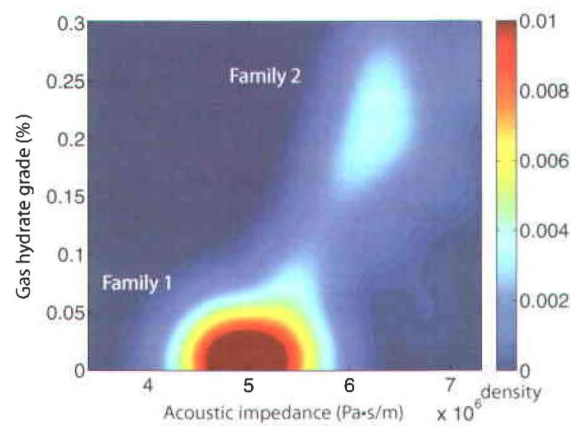


FIGURE 2.5 – Kernel probability density function of upgrade acoustic impedance and gas hydrate grades established at wells Mallik 2L-38 and 5L-38. Family 1 and 2 are identified.

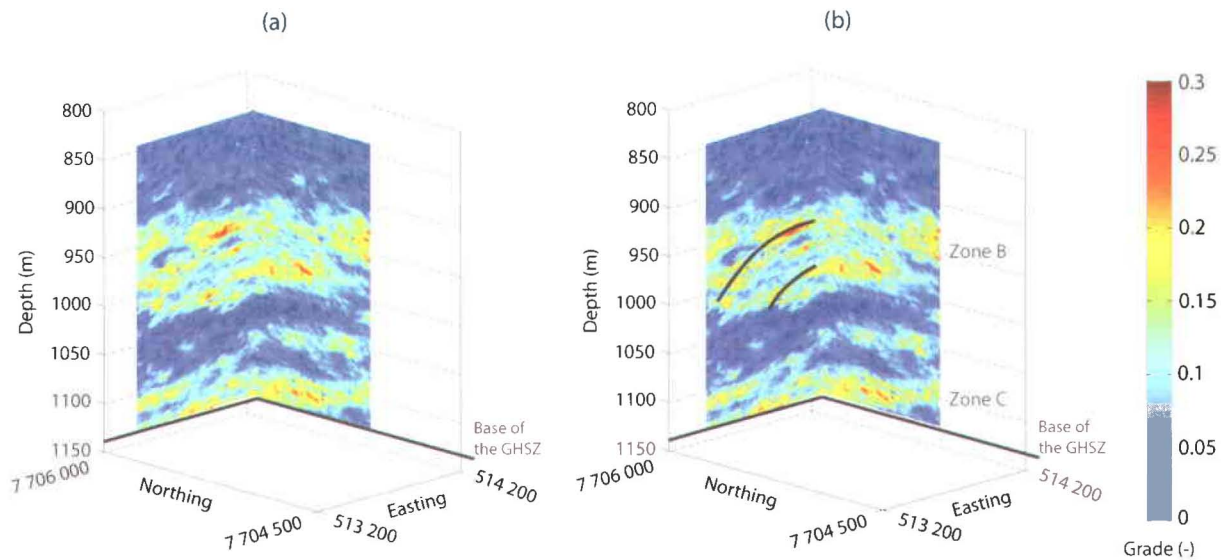


FIGURE 2.6 – One realization of 3D gas hydrate grades using the BMSS algorithm (a) and a representation of the northwest-southeast anticline structure (black lines) and the two main gas hydrate zones recovered by the realizations (b)

were inferred from the well data whereas the horizontal ranges were estimated from the 3D acoustic impedance data. This latter estimation is valid under the hypothesis that the acoustic impedance respects the main structural behavior of the gas hydrate grades. However, this hypothesis is not necessarily respected since the estimation of the variogram model parameters from seismic data (or attributes) is influenced by the effect of the migration operator. This can lead to an overestimation of the spatial variability estimated from seismic data since the migration operator tends to smooth discontinuities.

One realization among 50 is presented on Figure 2.6. The two continuous gas hydrate horizons (Zones B and C) detected on the log data are visible on Figure 2.6 (b), as well as the major northwest-southeast anticline structure documented in the Mallik area [Riedel et al., 2009]. In these horizons, gas hydrate occupies from 20 to 33% of the total volume. Zone A is not apparent on the slide presented here, however, it is present over the volume in a rather sparse way, in agreement with previous works [Bellefleur et al., 2006; Riedel et al., 2009].

Furthermore, the standard deviation at each voxel is calculated using all the realizations. This parameter allows quantifying the uncertainty of the grades estimation. This analysis is of great importance at many stages of project process since it defines the geological risk associated with the estimation tool and can also help to determine the optimal location of new wells [Le Ravalec-Dupin, 2005]. The relatively low standard deviation of the gas hydrate grades over the 50 realizations (around 20%) suggests that gas hydrate grades are

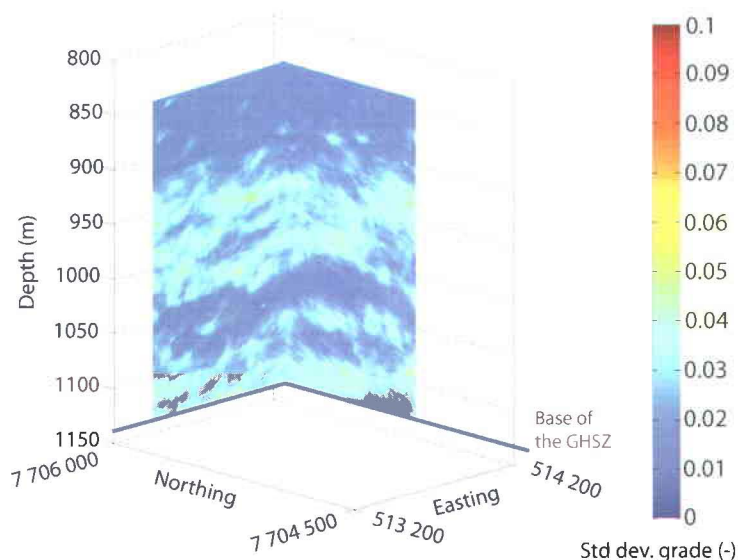


FIGURE 2.7 – Standard deviation of the grades calculated at each voxel over 50 simulations

well explained by acoustic impedance and log data and also reflects the low dispersion of the *in situ* statistical relation between G and AI (Fig. 2.5).

The stochastic approach allows the mapping of probability values exceeding a given cutoff considering all the realizations. Figure 2.8 shows two cross-sections of gas hydrate probability of map for a cutoff fixed at a grade of 0.15. The reader is referred to Figure 4.1 for the positions of these two cross-sections.

The first interesting observation is the great continuity over the domain of the two main gas hydrate layers (B & C), identified on the well logs. On Figure 2.8 (a), the major northwest-southeast anticline structure, documented in the area, is visible.

Moreover, from an exploitation point of view, the information provided by a probability map is useful as it shows the potential spread of the prospects [Doyen, 2007]. However, it is important to keep in mind that the uncertainty of the estimation generally increases with distance from the well data constrains.

2.4.1 Gas volume estimation

The total volume of gas hydrates within the seismic cube can be calculated for each realization. It is calculated by multiplying the grade of each voxel by its volume. The 3D grid is composed of 184 910 rectangular voxels of $30 \text{ m} \times 30 \text{ m} \times 2.7 \text{ m}$. At standard atmospheric

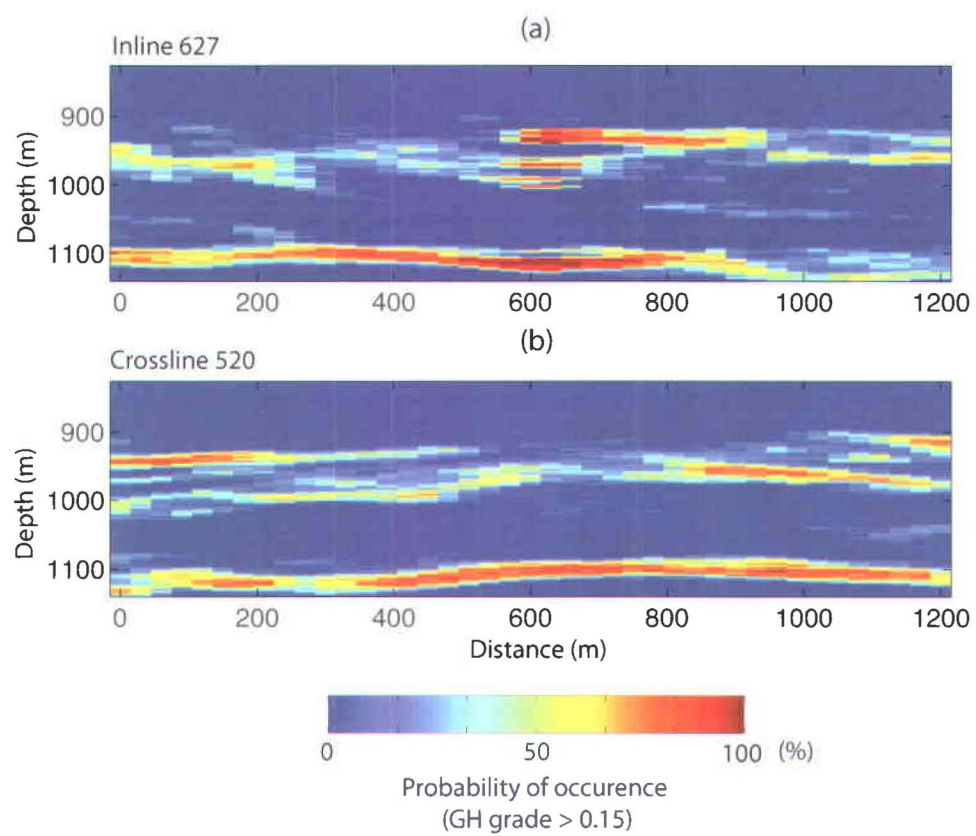


FIGURE 2.8 – Probability of occurrence of the gas hydrate grades over a cutoff of 0.15 for (a) inline 627 and (b) cross line 520

| Assessment of gas in hydrates | Area of gas hydrate accumulation (km ²) | Volume of gas within hydrates per km ² ($\times 10^6$ m ³) | Total volume of gas within hydrates ($\times 10^6$ m ³) |
|--|---|--|--|
| Collett et al. (1999) ¹ | 10.27 | 4835 | 49 656 ³ |
| Bellefleur et al. (2006) ² | 1.44 | 113.9 | 164 ^c |
| Riedel et al. (2009) ^b | 1.44 | 1138.9 | 1640 ^c |
| Huang et al (2011) ^a | 0.25 | 445 \pm 334 | 111 \pm 84 ^{c, 4} |
| Dubreuil-B. et al. (2011) ^b | 1.44 | 1114 \pm 125 | 1603 \pm 180 ^{c, 5} |

TABLE 2.1 – Comparison of various volume estimation of gas captured in hydrates at Mallik (modified from Huang et al. 2009)

temperature (20°) and pressure (1 atm) conditions, 1 m³ of solid gas hydrate is equivalent to ~ 164 m³ of free gas [Kvenvolden, 1993]. Thus, the total volume of methane of our study site is approximated by $1603 \times 10^6 \pm 180 \times 10^6$ m³, considering a clathrate occupancy ratio of 0.9.

In order to give reliable estimates of the total grade, only grades belonging to family 2 (above 15%) are considered. This has an important impact since relatively high grades estimated for family 1 (below 0.15%), located far from the high-grade zones ($>0.15\%$) will not be extractable. This cutoff is established from the probability density function at the grade value separating the two families (see Fig. 2.5).

Table 2.1 presents an overview of different methane volume estimates published at the Mallik gas hydrate field. The area covered by the estimations is stated in the first column, whereas the methane volume estimation per square kilometers and total volumes are listed in the second and third column respectively. As one can notice, there is a large variability over the estimates. Among all the studies presented in this table, the proposed bayesian algorithm is the only one that incorporates exhaustively all the available data.

2.5 Discussion

The results demonstrate that a stochastic Bayesian algorithm is particularly well suited to model the Mallik gas hydrate reservoir. Indeed, the Mallik data spatial configuration prevents the use of conventional techniques. Conventional simulation techniques are based on the multigaussian assumptions that requires normal transform of the data histogram and back transform to the original histogram [Goovaerts, 1997]. However, in our case, it would be unlikely that the data histogram based on only two wells clustered in the center of the seismic cube represents the heterogeneity of the whole space. If the petrophysical relation measured

at the wells represent adequately the "true" relation, the final simulated histogram should be a compromise between the histogram measured at wells and the one of the 3D seismic cube [Dubreuil-Boisclair et al., 2010]. Accordingly, in the proposed approach, the histograms of the realizations are a merge of the individual histograms of the hard data and the 3D geophysical data.

Gas hydrate grades were simulated instead of the saturation. This choice is supported by the fact that, in its natural state, gas hydrate is a solid. Thus, we view the characterization of gas hydrate as a mining-type problem but with petroleum-type of data. As stated previously, the grades are a more convenient variable than the saturation since it is additive, which means that an upscaling can be done by simple means and sums of means. However, the grades are adequate only for reservoir characterization purposes because it does not take into account the new phases (gas and liquid) that would appear at an exploitation step. In addition, other properties such as porosity and permeability also need to be known spatially for production simulations.

The petrophysical relation is built using in situ well data. Although data from only two wells are available, in situ relations present the great advantages to be more representative of the area than any empirical model both in its shape and dispersion [Dai et al., 2004]. However, since the realizations and its associated variability are strongly dependent upon the given pdf, any bias could mislead the models. In this study, even if there is a small amount of well data, the pdf is assumed unbiased and complete since the range of AI values observed on the 3D data is covered by the log data. In a case where the well-log data set would not be as exhaustive, rock physics models [Helgerud et al., 1999; Dai et al., 2004] could be used to generate samples not encountered in the well (lower grades or higher grades than the data observed at the well).

A drawback of the proposed method is the underlying hypothesis that all acoustic impedance variations are related to a change in gas hydrate grades. This assumption is obviously a weak hypothesis since acoustic impedance changes could be linked with lithologic changes or seismic processing and inversion artifacts. However, such assumption also applies to acoustic impedance inversion methods that were successfully applied at Mallik.

In the actual study, only the AI from an acoustic inversion has been used. However, as mentioned in section 2.3.1, a multivariate approach that includes elastic attributes obtained by a stochastic elastic inversion [Buland and Omre, 2003] certainly improves the results as seen on the in situ multivariate dispersion graph. Also, the size of the 3D acoustic impedance cube used in this study was chosen to reduce possible deviation from this assumption. Another drawback of the proposed approach is the need for the secondary variable (here, large scale acoustics impedance from 3D seismic data) to be known at each voxel where the main variable

(here, gas hydrate grades) is simulated.

2.6 Conclusions

This study presents the first step of the use of a Bayesian sequential simulation algorithm to model the Mallik gas hydrate field. The approach is based on an in situ petrophysical relationship between gas hydrate grades and acoustic impedance, at a seismic scale. This statistical relationship is used to extrapolate the gas hydrate grades over a 3D acoustic impedance cube. It allows estimating the total in situ gas hydrate volume and assessing the continuity of the gas hydrate horizons. Furthermore, this stochastic algorithm allows estimating the spatial uncertainty among a set of equiprobable realizations.

The results show that Zone C, located at the base of the gas hydrate stability zone, is the most continuous layer. Moreover, the highest probability of occurrence for layers B and C in the northwest-southeast direction follows the major regional anticline structure. Finally, the total in-place volume of methane contained within hydrates over the 1.44 m² area is estimated to be 1464×10^6 m³ with an associated uncertainty of 246×10^6 m³. This estimate falls within the range of volume values previously estimated with the advantage of including its uncertainty.

This study presents the preliminary results of a larger project where the next step aims at taking into account the uncertainty of the seismic inversion step as well as addressing the connectivity of the high gas hydrate grades over the domain.

Acknowledgements

We acknowledge the international partnership that undertook the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program : the Geological Survey of Canada (GSC), Japan National Oil Corporation (JNOC), GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ), U.S. Geological Survey (USGS), India Ministry of Petroleum and Natural Gas (MOPNG), BP/ChevronTexaco/Burlington joint venture parties, U.S. Department of Energy (USDOE). The first 2 s of a 3D seismic reflection survey shot in the Mallik field area in 2002 has been made available to the Mallik science program through partnership with the joint venture parties, BP Canada Energy Company, Chevron Canada Resources, and Burlington Resources Canada.



Chapitre 3

Application and validation of a Bayesian algorithm to simulate gas hydrate grades at Mallik, Mackenzie Delta, Canada

(Application et validation d'un algorithme Bayésien pour la simulation de la teneur en hydrate de gaz à Mallik, dans le Delta du Mackenzie, Canada)

Dubreuil-Boisclair, C.¹, Giroux, B.¹, Gloaguen, E.¹, Bellefleur, G.², Marcotte, D.³

¹ *INRS Centre Eau Terre Environnement*

² *Commission géologique du Canada*

³ *École Polytechnique de Montréal*

En révision à Geophysical Prospecting, 2012

Soumis le 23 mai 2012 (en révision)

Contribution

Pour cet article, j'ai modifié le code de simulation bayésien pour l'adapter au cas 2D menant à l'obtention des résultats. J'ai aussi participé à la réflexion sur les résultats pertinents à produire. Finalement, j'ai rédigé et corrigé l'article sous la supervision des co-auteurs.

Bernard Giroux a produit le tomogramme issu de l'inversion sismique stochastique anisotrope et a rédigé la partie de l'article correspondant à la description du résultat lié à l'inversion tomographique. Il a aussi révisé l'article entier avant sa soumission. Pour sa part, Erwan Gloaguen a eu l'idée de produire un tel article comparant des simulations à deux échelles. Il a participé à la validation des résultats et à la correction de l'article. Gilles Bellefleur a contribué aux discussions sur les résultats, à la rédaction de certaines parties et à la révision l'article. Finalement, la contribution de Denis Marcotte concerne la critique de la méthode et des conseils quant à des tests de vérification à effectuer. Il a aussi révisé l'article.

Résumé

Malgré l'augmentation considérable des travaux portant sur les ressources énergétiques non conventionnelles, bien peu de ceux-ci concernent la caractérisation des réservoirs d'hydrates de gaz sous le pergélisol. Dans une étude récente, Dubreuil-Boisclair et al. [2012] proposent un algorithme bayésien afin d'estimer la teneur en hydrates de gaz (correspondant au produit de la porosité par la saturation) du réservoir Mallik, dans le Delta du Mackenzie, au Canada. Cette approche stochastique est basée sur les méthodes de modélisation des réservoirs conventionnels mais comprend la particularité de pouvoir intégrer des relations pétrophysiques bi-modales et non linéaires. Cette approche permet aussi l'intégration de données sismiques 3D inversées pour retrouver l'impédance acoustique ainsi que l'information aux forages. La présente étude vise premièrement à valider l'utilisation de l'impédance acoustique en tant qu'indicateur de la présence d'hydrates de gaz et, deuxièmement, à valider l'approche bayésienne pour la simulation de la teneur en hydrates de gaz. Ainsi, les résultats à l'échelle grossière obtenus à partir de la sismique 3D sont comparés à ceux à l'échelle fine provenant d'une tomographie acoustique obtenue au même endroit. Les deux relations pétrophysiques, à échelles grossières et fines, reliant l'impédance acoustique à la teneur en hydrates de gaz, sont construites à l'aide des données collocalisées provenant des forages. Les deux résultats issus de la simulation sont aussi comparés à des données de teneur en hydrates provenant d'un forage situé au centre de la zone d'étude. Les résultats montrent que l'impédance acoustique 3D est un bon indicateur de la présence d'hydrates de gaz et que ce type de données est adéquat pour modéliser le réservoir d'hydrates de gaz de Mallik. Les trois couches riches en hydrates, sur les données en forage,

sont clairement identifiées et correctement positionnées sur la grille de simulation grossière. De plus, malgré l'effet de lissage dû à l'inversion sismique déterministe, la magnitude des valeurs de teneur est en accord avec celle des forages.

Abstract

Although research on unconventional resources has dramatically increased in the last decades, little work has been done on onshore gas hydrate reservoir characterization. In a recent study, a modified Bayesian algorithm was used to estimate gas hydrate grades (the product of porosity and saturation) over a 3D subset of the Mallik gas hydrate reservoir, in the Mackenzie Delta, in Canada. This stochastic approach can handle bi-modal and non-linear petrophysical relationships. The aim of this study is first, to validate the use of acoustic impedance as a gas hydrate indicator and, secondly, to validate the Bayesian gas hydrate grade simulation algorithm. This is achieved using two independent acoustic impedance data sets, acquired at the same location, on the Mallik field. Accordingly, the coarse-scale simulation results constrained by 3D seismic impedances are compared to fine-scale grade simulation results constrained by crosswell acoustic tomography. Both simulation results are also validated using a well-log located at the center of the tomographic grid. Results show that 3D acoustic impedance is a good gas hydrate indicator and is adequate to model gas hydrate grades at the Mallik site. Furthermore, despite the smoothing of the acoustic impedance values due to the deterministic inversion, the magnitude of grades are in good agreement with the well data.

3.1 Introduction

Scarcity of conventional fossil fuel resources as well as the quest of many nations for energy independency, have led to a major turn towards unconventional resources [EIA, 2011]. Unconventional resources are those that have been bypassed by conventional oil and gas recovery technologies for decades, because they were not considered economically feasible to produce. Improvements in geophysical and geochemical exploration as well as drilling and completion technologies achieved since the early 1990s have opened up vast new resources. These new resources are sufficiently important to dramatically influence the gas market [EIA, 2011]. Unconventional resources comprise tight oil and gas formations, shale gas, coal bed methane, heavy oil, oil shale, deep and ultra-deep water plays, and gas hydrates.

One of the most abundant but less known unconventional resources is methane hydrate. Before this resource can be economically exploited, there is a need to understand the known gas

hydrate reservoirs and the distribution and connectivity of their properties (such as porosity, saturation, permeability). Among the gas hydrate plays, onshore gas hydrates occurring in permafrost regions are known to represent a large volume of the global natural gas resources [Expert panel on gas hydrates, 2008]. However, due to the lack of characterization workflow, actual gas hydrate volume estimates vary over many orders of magnitude [Collett, 2000; Huang et al., 2011; Dubreuil-Boisclair et al., 2012]. This reflects the numerous assumptions and the lack of reliable volume calculation methods, at the global or at the site scale [Collett, 2000]. In addition, gas hydrates occur in solid state at depth of several hundred meters. Thus, conventional oil reservoir characterization workflows, focusing on modeling fluid parameters and pressure, are not adequate for the characterization of a gas hydrate reservoir.

Nevertheless, there is some overlap between gas hydrate and conventional oil reservoir characterization. For example, previous work has shown that there is a strong statistical relation between acoustic impedance and gas hydrate saturation [Helgerud et al., 1999; Dai et al., 2004; Riedel et al., 2009]. One of the most characterized and more mature onshore gas hydrate fields is located at Mallik, Northwestern Territories, Canada. Huang et al. [2009] used a semi stochastic approach to model gas hydrate saturation and its associated uncertainty of the Mallik field, but did not include 3D impedances uncertainty in their model. Dubreuil-Boisclair et al. [2012] have shown that one can use the gas hydrate grades and acoustic impedance measured on logs combined with coarse-scale 3D impedances to model the Mallik gas hydrate reservoir heterogeneity and connectivity. However, almost no control existed to validate the modeling accuracy.

In this study, high-resolution seismic cross-well tomography and a well that intersects the tomographic plane are used as quality control to validate, firstly, the modeling approach at Mallik gas hydrate reservoir from low resolution acoustic impedance data and, secondly, the modified Bayesian stochastic algorithm presented in Dubreuil-Boisclair et al. [2012].

3.2 Modified Bayesian stochastic algorithm

Seismically constrained simulation using a Bayesian algorithm was first presented by Doyen et al. [1996]. The aim of the approach is to integrate multiple data having non-linear relationships. It was later applied by Gastaldi et al. [1998] to co-simulate porosity constrained by multiple seismic attributes. Recently, Dubreuil-Boisclair et al. [2012] proposed a modified Bayesian algorithm that differs from conventional stochastic reservoir modeling workflows as it can handle the uncertainty of bi-modal and non-linear petrophysical relationships between gas hydrate grades and acoustic impedance. The gas hydrate grades are calculated by multiplying the saturation by the total porosity [Dubreuil-Boisclair et al., 2012]. Working

with grades as primary variable instead of gas hydrate saturation is very convenient since the grade is an additive variable allowing upscaling the models using simple arithmetic means.

For completeness, the main steps of the Bayesian algorithm of Dubreuil-Boisclair et al. [2012] are presented in Figure 3.1. The first step consists in defining a random path visiting each cell of the simulation grid once. The second step defines the conditional mean and variance of the conditional distribution of the gas hydrate grades (g). This is done in two sub-steps (Fig. 3.1, Steps 2.1 & 2.2). Firstly, since the gas hydrate grade presents a bi-modal distribution, it is necessary to statistically infer to which family the pixel to simulate belongs to, i.e. family 1 corresponding to low gas hydrate grade or family 2, corresponding to high gas hydrate grades. The known AI_n value at the pixel to simulate, as well as the joint probability density function (pdf) linking gas hydrate grades to AI, allows inferring the likelihood. The latter is then modeled by a sum of two Gaussian functions, using Gaussian mixture models [McLachlan and Basford, 1988]. The area under the curve of the Gaussian corresponding to family 1 over the total area under the curve gives the probability of belonging to that family. The family to which the pixel belongs to is selected stochastically using a random probability value.

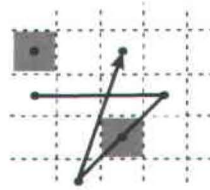
Step 2.2 consists in calculating the conditional mean and variances in the normal space of the family to which it belongs. It is done by simple kriging of the known log data and all the previously simulated grade values, to obtain the prior distribution $p(g_n|g_1\dots g_{n-1})$. Each family has its own mean and variance, as presented in Table 3.1. Family 1 has a mean grade value of 0.005, a variance of 1.4×10^{-3} , and a nugget effect of 1.4×10^{-4} . Family 2 has a mean of 0.21, a variance of 7×10^{-3} , and a nugget effect of 7×10^{-4} . The vertical range required for the 3D simple kriging algorithm is of 40 m and was determined fitting an exponential model to the experimental variogram of the log data. Since only two boreholes are available at the study site, the horizontal range is estimated to be 400 m and was inferred from the acoustic impedance cube, assuming that this latter parameter reflects the spatial structure of the gas hydrate grades. Since the horizontal range (400 m) is much greater than the width of the 2D grid, the same horizontal range was used at both simulation scales.

Step 3 consists in extracting the likelihood $\ell(g) = f(AI_n|g_n)$ corresponding to the AI value observed at the voxel n . Finally, step 4 consists in computing the posterior distribution by updating the prior with the likelihood as presented by Eq. 3.1.

$$p(g_n|AI_n, g_1\dots g_{n-1}) \propto p(g_n|g_1\dots g_{n-1}) \cdot f(AI_n|g_n) \quad (3.1)$$

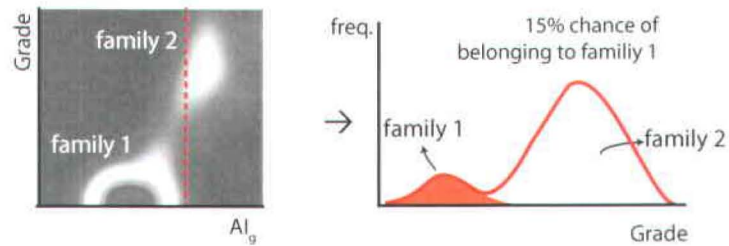
Finally, a grade value is randomly picked from the posterior distribution and assigned to the pixel. The simulated value is now considered as a measured data for the next pixel to be

Step 1. Random selection of a cell to simulate

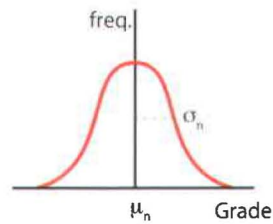


Step 2. Determination of the *prior* distribution

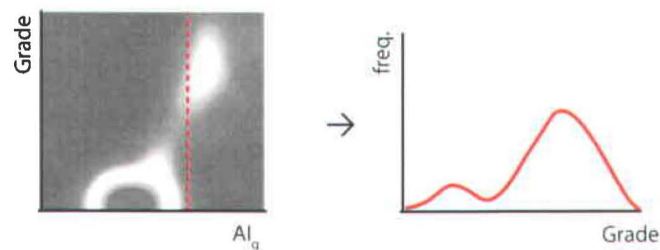
Step 2.1 Random family selection from proportions of AI likelihood



Step 2.2 Simple kriging of the grade data



Step 3. Determination of the *likelihood*



Step 4 & 5. Determination of the *posterior* distribution

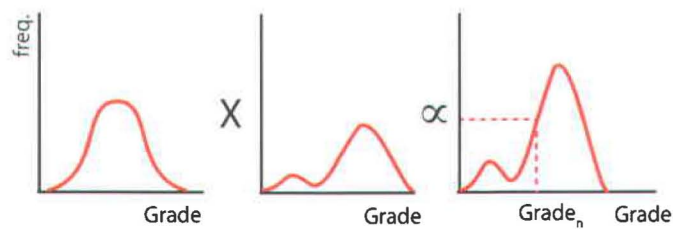


FIGURE 3.1 – Bayesian sequential simulation algorithm

| | Family 1 | Family 2 |
|---------------------------------|----------------------|--------------------|
| Mean [%] | 0.005 | 0.21 |
| Variance [% ²] | 1.4×10^{-3} | 7×10^{-3} |
| Nugget effect [% ²] | 1.4×10^{-4} | 7×10^{-4} |

TABLE 3.1 – Variogram parameters of the two families identified from the acoustic impedance and gas hydrate grades logs crossplot of wells 2L and 5L-38.

simulated. Steps 2 to 5 are repeated until all pixels have been visited once (Fig. 2.2, Steps 4 & 5).

3.3 Mallik data

The Mallik gas hydrate field is located under the permafrost of the Mackenzie Delta, in the Northwest Territories, in Canada. The presence of three highly saturated gas hydrate zones has been revealed and confirmed by three internationally partnered research programs, held in 2002, 2005 and 2008. Medioli et al. [2005], presented a detailed sedimentological analysis of the sediment recovered from the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production well. The sediment recovered between 885.63 and 932.64 m belongs to the lower Mackenzie Bay Sequence and are composed of silts and basal sand deposited in a shallow shelf to prodeltaic environment. Whereas the sediment recovered between 933 - 1150 m belongs to the upper Kugmallit Sequence and represents fluvial channel sands and floodplain silts and coal consistent with a delta plain environment. The gas hydrate intervals are up to 40 m thick and have high gas hydrate saturation, sometimes exceeding 80% of pore volume in unconsolidated clastic sediments with average porosities ranging from 25 to 40%.

Figure 3.2 shows the location of the wells and seismic survey that provide the data used in this study. The data consists of logs from wells 5L-38 and 2L-38, an acoustic cross-well tomography panel between wells 3L-38 and 4L-38, and a 3D seismic cube inverted deterministically for acoustic impedances.

3.3.1 Well data

Well-log data were acquired in wells 2L-38 and 5L-38 only (not in wells 3L- and 4L-38). The two wells are 94 meters apart and run across the entire gas hydrate stability zone resulting in a continuous data set in our target area, i.e. from 789 m to 1160 m deep. P-wave velocity and density are used to compute acoustic impedance. NMR porosity and density porosity are

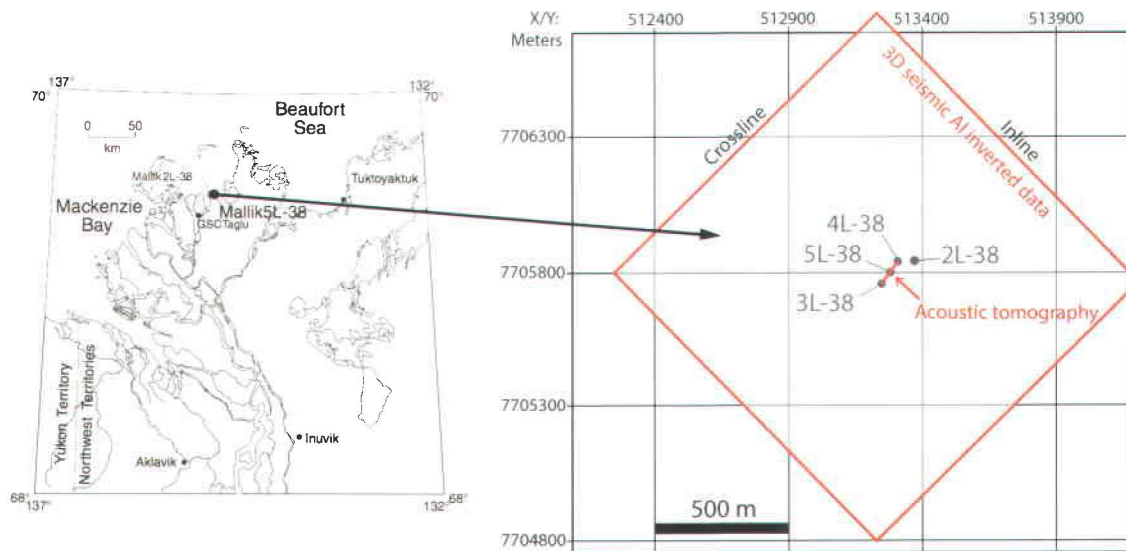


FIGURE 3.2 – Location of the 3D seismic data and the wells 2L- and 5L-38 with respect to tomographic data at Mallik, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada.

used to compute gas hydrate saturation, following the approach of Takayama et al. [2005]. The log data from well 5L-38 are presented in Figure 3.3.

Previous work on Mallik well-log data identified two continuous high saturation gas hydrate horizons (Zones B and C) visible in both wells 2L-38 and 5L-38 [Bellefleur et al., 2006; Collett, 2000]. A shallower gas hydrate horizon, Zone A, presents less spatial continuity and is only visible in well 5L-38. These three horizons are found between 850 and 1100 m and are characterized by high porosity sands interbedded with finer sediments. Zone C, located at the base of the gas hydrate stability zone, is known to be the most continuous horizon and to extend over a large area whereas Zone B, located at about 950 m, is documented to present less continuity than Zone C.

3.3.2 Seismic data

3.3.2.1 Three-dimensional acoustic impedance model

The first two seconds of a 3D seismic reflection data set measured and processed in 2002 was made available to the project. The quality of the data to image gas hydrate is not optimal since the acquisition geometry and processing focused on imaging conventional oil and gas targets deeper than the gas hydrate stability zone (deeper than 1100 m). The 3D program covers an area of approximately 126 km² and comprises 15292 shot points and 14986 receiver

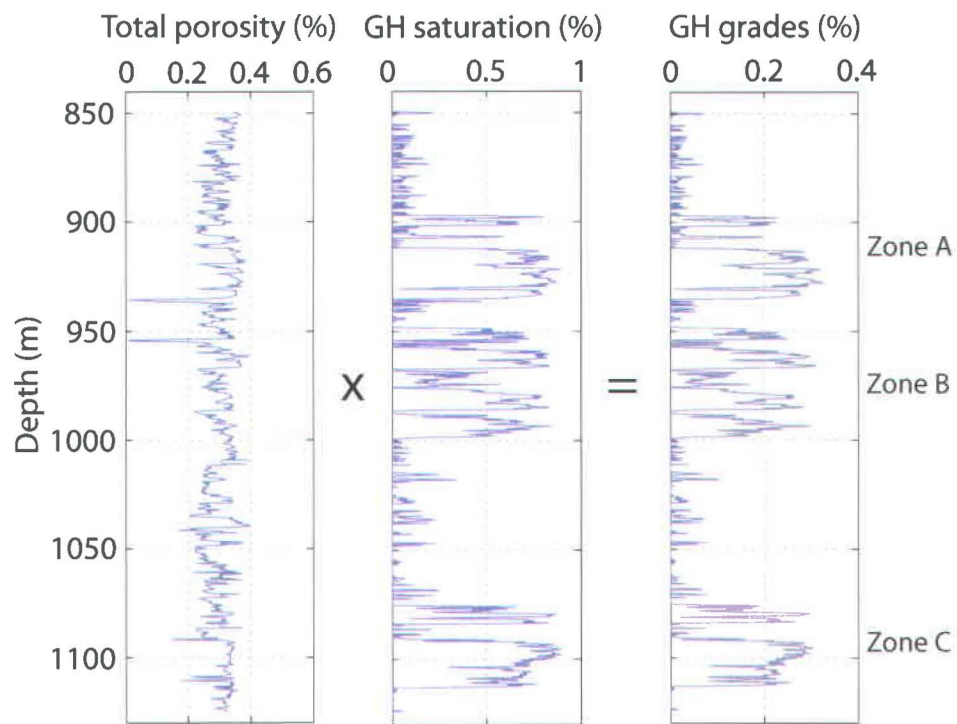


FIGURE 3.3 – Total porosity, gas hydrate saturation and gas hydrate grades at well 5L-38. The shaded zones highlight three gas hydrate layers.

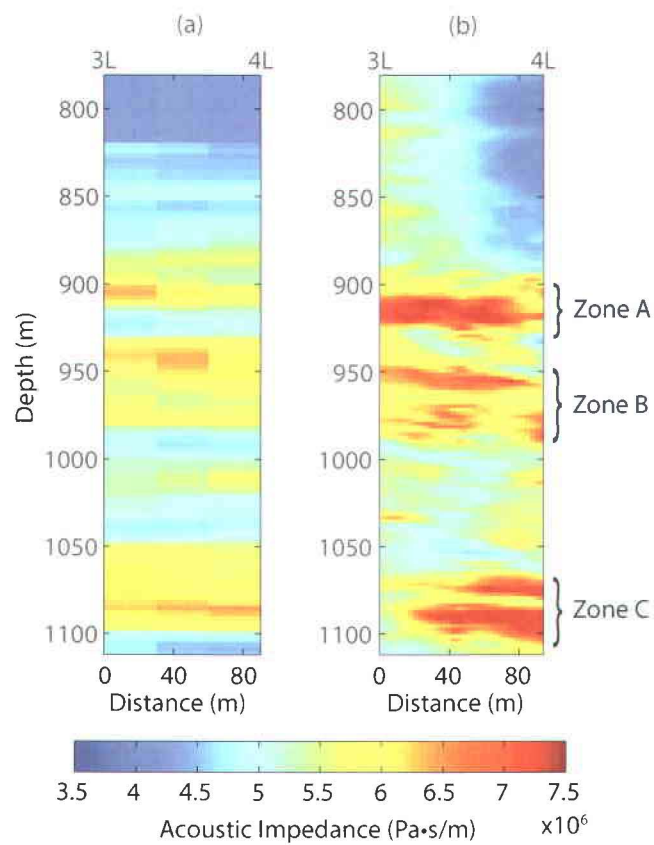


FIGURE 3.4 – Acoustic impedance from (a) the inverted 3D seismic cube and (b) the cross-well tomography inversion of travel-time data. AI values are derived from velocity fields using a constant density of 2100 kg/m^3 .

stations. Shot and receiver lines were spaced every 400 m whereas shot and receiver spacing was 60 m. With this design, a nominal fold of 84 was achieved in the greater area of the 3D survey, including in the vicinity of the Mallik wells. The data was acquired mostly with vibroseis and a limited number of dynamite shot points located over main water bodies. Frequency range of the data is between 15-60 Hz. More details about the acquisition of the 3D data can be found in Brent et al. [2005].

Initial data processing also focussed on the deeper targets and did not provided satisfactory images in the gas hydrate stability field (upper 1.1 km). Prior to our project, the data was re-processed [Brent et al., 2005; Riedel et al., 2006] to improve the quality of the images in the shallow part of the volume and followed an AVO-friendly processing flow that helped the identification of the highly reflective gas hydrate zones. Key processing steps included phase matching of the dynamite-vibroseis data, attenuation of prominent surface waves, random noise, and true-amplitude preservation. This data set was calibrated to depth at the location of the Mallik 2L-38 well using zero-offset vertical seismic profiling data acquired in 1998 [Sakai, 1999]. Correlation between logging and seismic data is generally good for reflections at the base of gas hydrate zone B and C, but poor for the shallowest zone. This can be explained by the lack of continuity of this shallow zone demonstrated by correlation of logging data from three wells [Dallimore and Collett, 2005] or could be the result of poor seismic imaging at that depth [Bellefleur et al., 2006].

Acoustic impedances were extracted from the true-amplitude data by matching a reflectivity model to the seismic data [Riedel et al., 2009]. A zero-phase wavelet was extracted from the seismic data with a frequency matching approach and used for the model-based inversion. The initial model is a low-pass filtered version (10 Hz) of the acoustic impedances determined from logging data. Calibration of the inversion results was done at 2L-38 and 5L-38. As expected from the seismic-to-well correlation, inversion results provided meaningful acoustic impedance estimates for gas hydrate zones B and C. Velocity values were further extracted from the acoustic impedance by using a constant density of 2100 kg/m^3 as the density logs in the gas hydrate intervals at Mallik is relatively constant and averages 2100 kg/m^3 (plus or minus 5%). Results from the acoustic impedance inversion are assumed to be most representative of the gas hydrate reservoir over a small subset of the 3D data area near the Mallik wells (an area of $1200 \text{ m} \times 1200 \text{ m}$). Lateral correlation of seismic reflections associated with hydrate zones C and B is difficult beyond this distance.

The subset of the inverted 3D acoustic impedance (AI) cube and well-log data have been used in the Bayesian framework presented by Dubreuil-Boisclair et al. [2012] to estimate coarse-scale gas hydrate grades. In the present paper, the seismic data located between wells 3L-38 and 4L-38 is extracted from the 3D cube to perform the study. The obtained section is shown in Figure 3.4a. Note that the grid cell size is 30 m horizontally by 3 m vertically.

3.3.3 Cross-well tomography data

Repeat cross-well seismic surveys were done between wells 3L-38 and 4L-38, each located 42.5 m from the central production research well (5L-38). A detailed description of the cross-well experiment is given by Bauer et al. [2005]. To produce the tomogram shown in Figure 3.4b, ray-based inversion of the travelttime data of the first repeat survey was performed using the method of Giroux and Gloaguen [2012]. Acoustic impedance values are also computed using a constant density of 2100 kg/m^3 . The tomographic domain is discretised in $3 \times 2 \text{ m}^2$ cells (horizontally vs vertically). The cross-well survey was designed to achieve a separation of at least 0.76 m between shot points and between geophones, over a length of approximately 350 m along their respective well. The data set comprises 12,642 picked arrival times, and the angular ray coverage spans an interval of about -50° to 50° . Hence, the resolution is much higher than what is achieved with surface seismic methods, which provides a good testbed for the Bayesian scheme of Dubreuil-Boisclair et al. [2012].

3.4 In situ gas hydrate petrophysical model

The petrophysical relationship linking gas hydrate grades to acoustic impedance is built using log data from wells 2L-38 and 5L-38. Figure 3.5 shows a scatter plot of the data at two different scales. The gray dots correspond to the well log scale, where data are sampled every 15 cm along the wells. To be consistent with the vertical scale of the seismic data, the well log data were upsampled by an arithmetic mean in bins 2 m long (blue dots in Figure 3.5). As expected, the correlation coefficient increases after upscaling, going from 0.5 to 0.65. The bi-modality, heteroscedasticity and non-linearity of the relationship are also visible at both scales.

A kernel density estimator [Parzen, 1962; Silverman, 1986] was used to calculate the probability density functions (pdf) of the well data presented on Figure 3.3. The joint pdf of the upsampled and the fine scale data are presented on Figure 3.6a and b, respectively. A Gaussian kernel was used in both cases with bandwidths of $2.6 \times 10^5 \text{ Pa}\cdot\text{s}/\text{m}$ and 0.03 for the coarse-scale relationship and of $1.6 \times 10^5 \text{ Pa}\cdot\text{s}/\text{m}$ and 0.01 for the fine-scale. Again, the major difference between both pdfs lies in the spread of the data, especially at lower gas hydrate grades and acoustic impedance. The bi-modality of the relationship is also well represented with Family 1, corresponding to low gas hydrate grade associated with low acoustic impedances and Family 2 corresponding to high grades and high acoustic impedances. In the proposed Bayesian algorithm, the upsampled pdf (Fig. 3.6a) is used together with the coarse-scale acoustic impedance data and the fine scale pdf (Fig. 3.6b) is used with the fine-scale

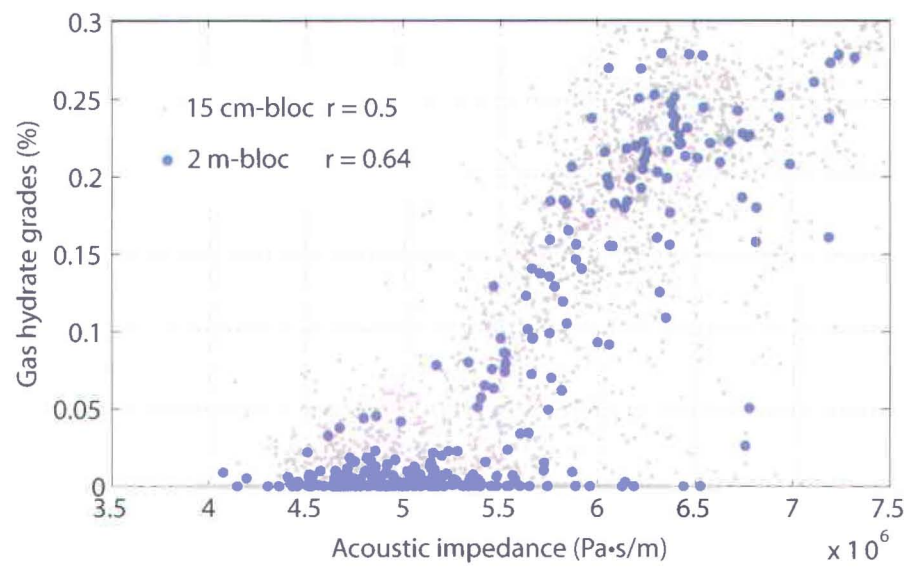


FIGURE 3.5 – Petrophysical relationship linking gas hydrate grades to acoustic impedance derived from well-log data at wells 2L-38 and 5L-38. The gray dots are the relationship at a 15cm-scale and the blue dots are the 2 m upscaled relationship. The correlation coefficients are presented in the top corner of the figure.

acoustic impedance from tomographic data.

3.5 Gas hydrate grade simulation results

Because 3D seismic data and cross-well tomography do not have the same resolution, gas hydrate grades are simulated between wells 3L-38 and 4L-38, at two different scales : the coarse scale corresponding to the scale of the 3D seismic survey, and the fine scale corresponding to the scale of the acoustic tomography. For both gas hydrate grade simulations (3D seismic and tomography), only the gas hydrate grades measured at well 2L-38 are included in the algorithm as hard data for the a priori distribution. The grades from well 5L-38 are used to validate the simulation results.

Coarse-scale simulation uses the 3D acoustic impedances (Fig. 3.4a) as secondary information, and the coarse-scale joint probability density function linking coarse-scale gas hydrate grades to coarse-scale acoustic impedance (Fig. 3.6a). Fine-scale simulation uses the acoustic impedance from the inverted cross-well tomography data (Fig. 3.4b) as secondary information, and the fine-scale joint probability density function linking fine-scale gas hydrate grades to fine-scale acoustic impedance (Fig. 3.6b).

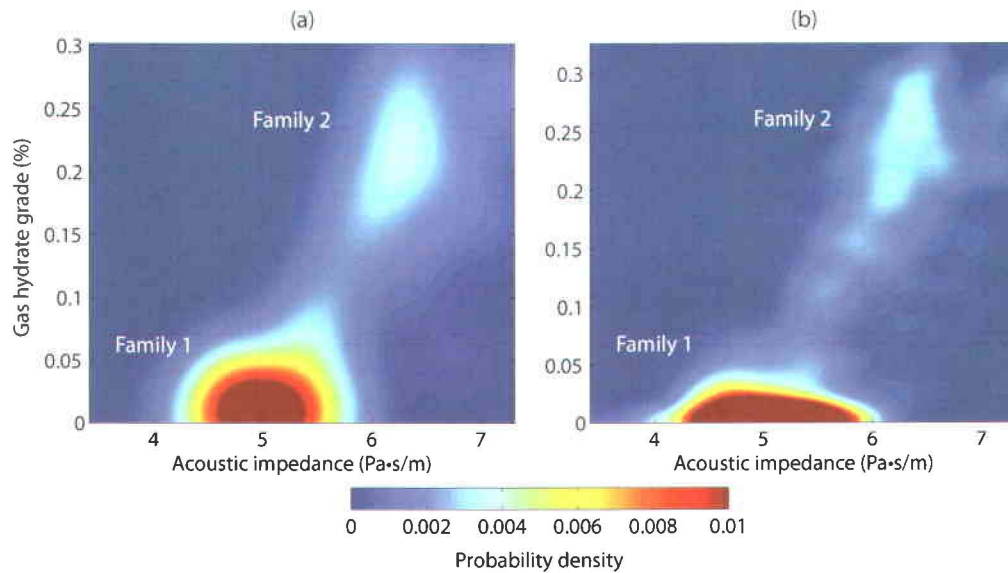


FIGURE 3.6 – The joint probability density functions between gas hydrate grades and acoustic impedance from wells 2L-38 and 5L-38, calculated using the kernel density estimator, for both fine-scale (a) and coarse-scale (upscaled) (b) data.

Two fine-scale realizations using cross-well tomography data are presented in Figure 3.7a and b. The three high gas hydrate grade layers are clearly visible in both realizations. In addition, the simulated grade values match well the grades measured at well 5L-38. Fine variations are reproduced at 970 m and at 1080 m where two layers of high grades are separated by a thin zone of very low grades.

In order to be able to compare the grade simulation from both scales, the fine-scale realizations have been upscaled to the coarse-scale grid. Again, working with grades as primary variable instead of gas hydrate saturation allows upscaling the models using simple arithmetic means.

Figure 3.8 presents two coarse-scale realizations (a and b) and two upscaled realizations (c and d). Again, the grades from well 5L-38 are superimposed on the tomograms for validation purposes. Realizations at both scales position correctly the three gas hydrate layers observed on well 5L-38. The magnitude of the grades for the coarse-scale realizations is slightly underestimated since the acoustic impedances obtained from a deterministic 3D seismic inversion are smooth and underestimated [Riedel et al., 2009]. The coarse-scale realizations recover the fine grade variations seen in the log data and in the upscaled fine-scale tomograms. Finally, zone A is generally thinner than observed in 5L-38. This is due to the absence of this zone in the log data of well 2L-38, which are used as hard data in the simulations. As such, this zone is constrained only by the acoustic impedance, which clearly respects the decrease of grade values as we are approaching well 4L-38.

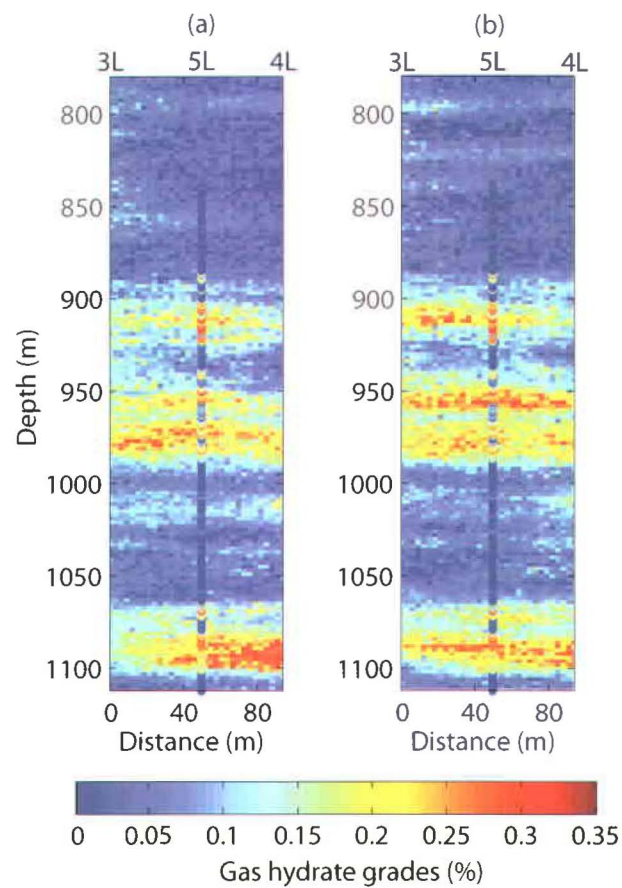


FIGURE 3.7 – Two fine-scale realizations of gas hydrate grade using inverted acoustic tomography data as well as grade data from well 2L-38. Grades from well 5L-38, shown in the middle of the tomograms, are not included in the simulation algorithm and are used for validation.

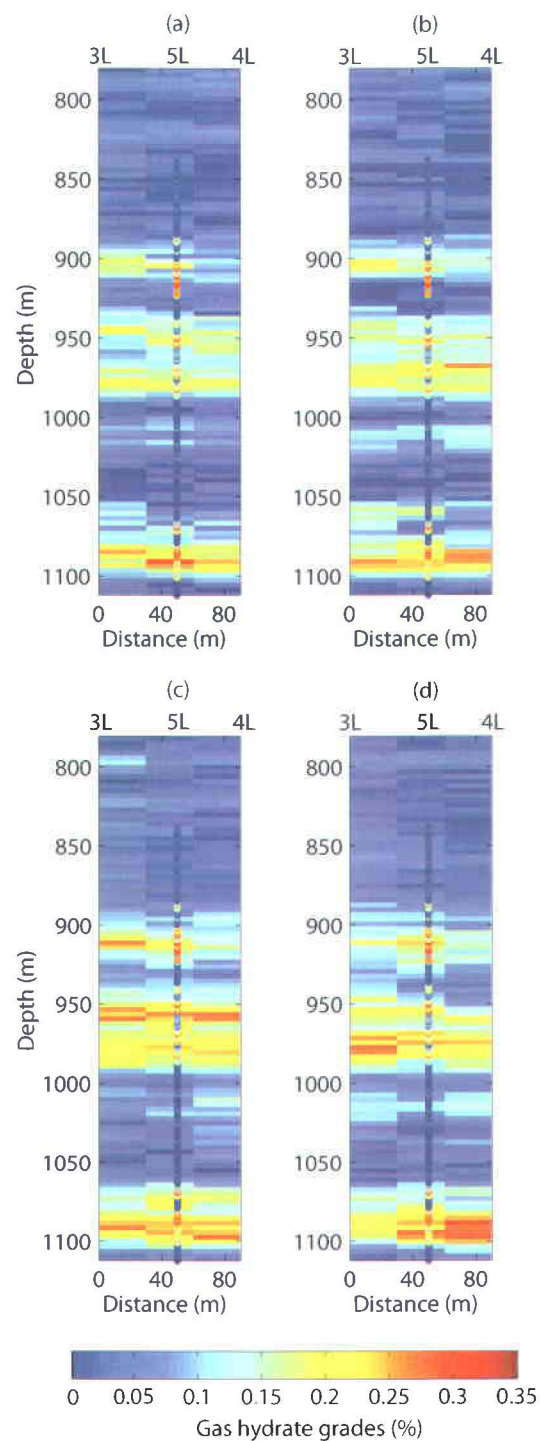


FIGURE 3.8 – Two coarse-scale realizations (a and b) obtained using 3D inverted acoustic impedance and two upscaled fine-scale realizations (c and d) obtained using an acoustic tomography, of gas hydrate grades. Grades from well 5L-38, shown in the middle of the tomograms, are not included in the simulation algorithm and are used only for validation.

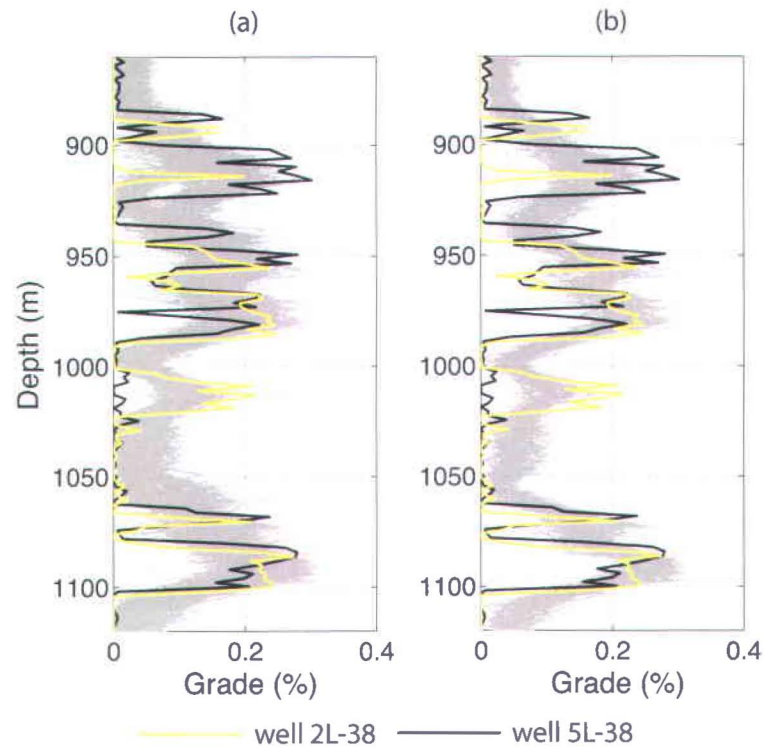


FIGURE 3.9 – Superposition of the 100 grade realizations at the location of well 5L-38 for (a) the coarse-scale simulation using 3D acoustic impedance data and (b) the upscaled simulation using tomographic data. The yellow line corresponds to the log of well 5L-38, not included in the simulation algorithm, and the black line corresponds to the log of well 2L-38, included in the simulation.

In Figure 3.9, the results of both methods are compared with the log data at well 5L-38, which are not used to constrain the simulation. This Figure shows the superposition of the 100 grade realizations for the coarse-scale simulation using 3D acoustic impedance data and the upscaled simulation using cross-well tomography data at the location of well 5L-38. The yellow line corresponds to the gas hydrate grade at well 2L-38 and the black line corresponds to the grades at well 5L-38, included in the simulation. We observe that both results reproduce accurately the gas hydrate grade variations although, as expected, the realizations using 3D acoustic impedance data is smoother. On well 5L-38, not used as conditioning data during both simulations, we clearly see a high gas hydrate zone at a depth of 1015 m. This layer is well reproduced by both simulations in Figure 3.9, even if this high gas hydrate zone is not visible on the conditioning well (2L-38 in black in Figure 3.9) which lies inside the variogram range. This indirectly proves that the resulting realizations are a good compromise between conditioning well data and seismic data.

In this article, we only deal with the grade versus the seismic impedance uncertainty. The intrinsic uncertainty on the seismic inversion outcome is not taken into account, nor in the

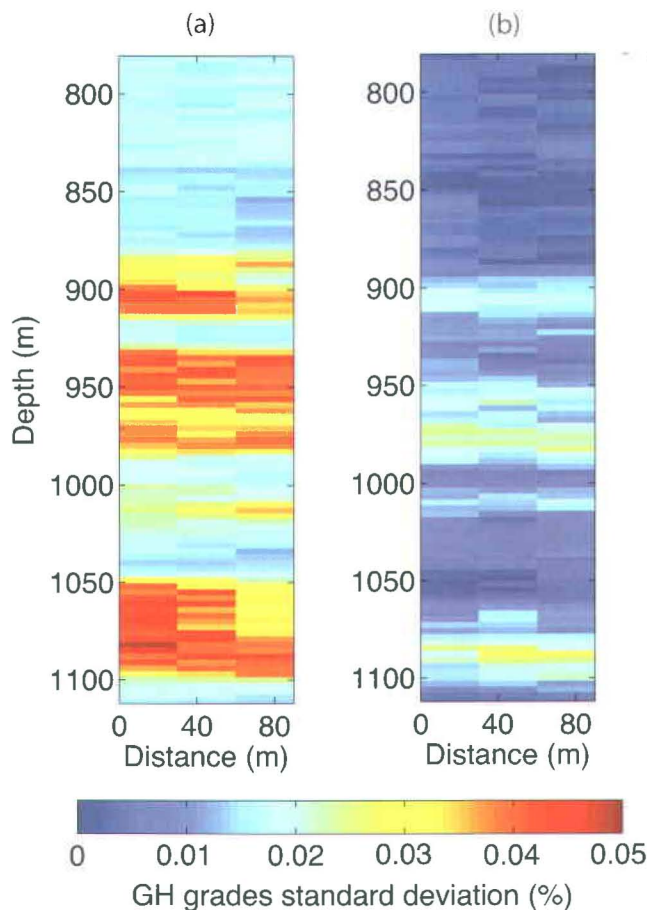


FIGURE 3.10 – Standard deviation of the gas hydrate grades, calculated at each pixel, for (a) the coarse-scale realizations and (b) the fine-scale realizations.

well data. Figure 3.10 shows the standard deviation of the gas hydrate grades, calculated at each pixel for the coarse-scale simulation (left in Figure 3.10) and the fine-scale (right in Figure 3.10). As expected, we observe that the overall standard deviation of the fine-scale simulation is lower than the coarse-scale one. This is explained by the coarse-scale seismic gas hydrate grade kernel being more diffuse than the tomography one, which implies a higher variability in the output coarse-scale simulations. Moreover, the variogram model parameters should have a minor effect on the variance of realizations as they are used only in the kriging of the prior model to ensure it is spatially consistent. The dominant cause of variation is the gas hydrate grade-impedance kernel. This assertion is supported by Figure 3.9 where the gas hydrate layer at 1015 m in the simulations is absent in well-log of 2L-38.

3.6 Discussion

The modified Bayesian simulation algorithm allows the explicit handling of multimodal distribution of the primary and secondary data, in a one-step scheme multi-modal distributions of the primary and secondary data [Dubreuil-Boisclair et al., 2012]. However, a first drawback of the proposed method lies in the hypothesis that all acoustic impedance variations are related to changes in gas hydrate grades. This assumption is acceptable at the Mallik site, where the geological logs show that the lithology does not change within the entire study area and consists in a fairly stable mixture of silt and sand. In a case where the acoustic impedance changes are due to lithological changes, the approach needs to be modified in order to cluster the lithological and gas hydrate changes in terms of acoustic impedances [Grana and Dvorkin, 2011]. The significant increase in P-wave (and S-wave) velocities in the presence of highly saturated gas hydrate layers would allow those layers to be discriminated from simple lithological changes.

Another drawback lies in the assumption that the well log sampling is unbiased and covers the entire range of possible AI values observed in the 3D and tomographic data. In a case of a less exhaustive well-log data set, rock physics models could be used to generate samples at lower or higher grades than observed in well data [Helgerud et al., 1999; Dai et al., 2004].

3.7 Conclusion

This study tackles two aspects of gas hydrate reservoir modeling. The first one concerns the use of coarse-scale acoustic impedance, derived from 3D seismic data, as a reliable gas hydrate indicator. More specifically, estimations derived using a section of the 3D acoustic impedance data obtained from seismic inversion are compared to estimations inferred using a high-resolution acoustic impedance section obtained from the inversion of cross-well seismic data. Both sections are also compared with well-log data from nearby well 5L-38. Results show that the three major gas hydrate layers are well identified on the coarse-scale section.

Secondly, gas hydrate grades are obtained from the acoustic impedances through a probability density function (pdf) established using wireline log data. For the coarse-scale simulation, the pdf is upscaled to the vertical seismic scale, whereas for the simulation at the tomographic scale it was not. Even though the upscaling induces a loss of variability, the impact on the final results is minimal since, for both cases, the magnitude and the spatial distribution of the gas hydrate structures are well defined. Accordingly, the proposed Bayesian simulation algorithm with acoustic impedance obtained from coarse-scale 3D seismic and an in situ

petrophysical model are reliable to model the Mallik gas hydrate reservoir.

Acknowledgements

We acknowledge the international partnership that undertook the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program : the Geological Survey of Canada (GSC), Japan National Oil Corporation (JNOC), GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ), U.S. Geological Survey (USGS), India Ministry of Petroleum and Natural Gas (MOPNG),BP/ChevronTexaco/Burlington joint venture parties, U.S. Department of Energy (USDOE). The first 2 s of the 3D seismic reflection survey shot in the Mallik field area in 2002 have been made available to the Mallik science program through partnership with the joint venture parties, BP Canada Energy Company, Chevron Canada Resources, and Burlington Resources Canada.



Chapitre 4

Stochastic volume estimation and connectivity analysis at the Mallik gas hydrate field, Northwest Territories, Canada

(Estimation stochastique du volume et analyse de connectivité au champ d'hydrates de gaz de Mallik, Territoires du Nord-Ouest, Canada)

Dubreuil-Boisclair, C.¹, Gloaguen, E.¹, Bellefleur, G.², et Marcotte, D.³

¹ *INRS Centre Eau Terre Environnement*

² *Commission géologique du Canada*

³ *École Polytechnique de Montréal*

The Leading Edge, vol. 31, no. 9, Septembre 2012, p. 1076-1081

Soumis le 30 avril 2012

Accepté le 28 juin 2012

Contribution

Ma contribution à ce troisième article comprend la programmation de l'algorithme pour réaliser l'analyse de connectivité selon différents seuils, l'obtention des résultats, la rédaction et les corrections de l'article.

Erwan Gloaguen a apporté son aide pour la validation de l'algorithme, pour le choix des résultats pertinents ainsi qu'à la révision de l'article. Gilles Bellefleur a contribué à cet article en suggérant l'idée d'une analyse de connectivité, encore jamais réalisée pour un réservoir d'hydrates de gaz. Il a aussi contribué à guider l'obtention des résultats ainsi qu'à la correction de l'article. Finalement, la contribution de Denis Marcotte a été de vérifier la rigueur mathématique de l'approche proposée par comparaison à d'autres approches.

Résumé

Cette étude se concentre sur le site de Mallik dans les Territoires du Nord-Ouest, Canada, où de la sismique 3D et une ensemble de diagraphies dans les puits 2L- et 5L-38 ont été acquises. L'impédance acoustique 3D obtenues à partir de la sismique ainsi que les diagraphies ont été intégrées à un algorithme de simulation bayésien afin de générer plusieurs modèles 3D de la teneur en hydrate de gaz (correspondant au produit de la porosité et de la saturation). Ces différents scénarios équiprobables ont ensuite servi à réaliser une analyse de connectivité pour chacune des trois couches riches en hydrates de gaz identifiées à Mallik, à partir des deux forages existants et pour différents seuils de teneur. Cette analyse a révélé une bonne connectivité des couches d'hydrates, particulièrement pour la Zone inférieure, C, qui présente une connectivité atteignant généralement la limite de la zone d'étude, impliquant que la couche s'étend probablement au-delà de cette limite. Les zones supérieures sont bien connectées à un seuil minimal mais deviennent rapidement discontinues lorsque celui-ci augmente. Cette analyse a également permis d'évaluer les volumes de gaz naturel connectés ainsi que l'incertitude sur ceux-ci. Plus que le volume total de gaz présent dans un réservoir, les volumes connectés et leur incertitude sont d'importance majeure pour la modélisation de réservoirs et la production puisqu'ils ont un impact direct sur le choix de l'emplacement des puits de production ainsi que sur leur rendement.

Abstract

This study focuses on the Mallik gas hydrate field, in the Northwest Territories, Canada, where 3D acoustic impedance and multiple log data from wells 2L-38 and 5L-38 are available. A conventional stochastic Bayesian simulation is applied to generate multiple 3D models of gas hydrate grade (product of saturation and porosity) fields integrating log data and lateral variability of 3D acoustic impedance. These equiprobable scenarios are then used to perform a stochastic connectivity analysis of the three gas hydrate layers at Mallik, starting from the two wells and using different grade cutoff values. This analysis revealed a great connectivity even at high-grade cutoffs. The lower gas hydrate layer, C, presents the highest connectivity that reaches the limit of the studied 3D grid, suggesting an even larger connected area of high gas hydrate grade. In addition to estimating the total gas volume, the connected volumes and their associated uncertainty are estimated. The connected volumes are of major importance for reservoir simulation and production since it directly impacts the choice of production well patterns and well completion.

4.1 Introduction

Gas hydrates located offshore and onshore beneath thick permafrost areas constitute one of the largest untapped natural gas resources. Yet, gas hydrate in place (GHIP) estimation at the scale of a field is not common in the scientific literature but is required to realistically assess the economical potential of specific accumulations. Progresses made in the last decade in Alaska and Canada have shown that gas hydrate accumulations located beneath thick permafrost can be mapped at depth using conventional seismic attributes [Inks et al., 2009; Riedel et al., 2009]. In order to evaluate the economic potential of gas hydrates in this environment, a test site located at Mallik, NWT, Canada, was extensively surveyed (three-dimensional seismic, full set of logs in two wells, etc.) and a production test was realized in high gas hydrate horizons. At Mallik, high P- and S-wave velocities, high acoustic impedances, and strong seismic amplitude reflections were all linked to sand-rich sediments with a high saturation of gas hydrates [Bellefleur et al., 2006; Riedel et al., 2009]. This relationship provides a strong basis for an integrated data characterization of this gas hydrate deposit.

Dubreuil-Boisclair et al. [2012] showed how results from Bayesian stochastic simulations combining well-log data and three-dimensional impedances can be used to estimate the lateral and vertical heterogeneities of gas hydrates at the Mallik field and provide an in-situ GHIP estimate. In this study, the previous gas hydrate grade simulation results are used to provide a probabilistic estimation of the reservoir connectivity, which is of major importance

for reservoir exploitation simulation as it directly impacts the planning of well patterns and well completion. We also compare in situ and connected gas hydrate volumes which indicate that particular attention or alternative production technology might need to be considered to recover gas hydrate not connected to the main continuous zones.

4.2 Geological settings and data

The Mallik site is located onshore the Arctic permafrost near the coastline of the Beaufort Sea, in the Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada (Figure 4.1). Three internationally partnered research well programs have intersected three intervals of gas hydrate and allowed successful extraction of sub-permafrost core samples with a high concentration of gas hydrate [Dallimore and Collett, 2005]. Gas hydrate was principally observed within coarse-grained sand and thin beds of sandy conglomerate. The gas hydrate intervals are up to 40 m thick and have high gas hydrate saturation, sometimes exceeding 80% of pore volume in unconsolidated sediments with porosity ranging from 25 to 40%. Little to no gas hydrate was found in the fine-grained silt, dolomite beds or thin coal interbedded layers.

4.2.1 Well log data

A full set of log data was measured at the Mallik 2L-38 and 5L-38 wells (Figure 4.1). Both wells cross the entire gas hydrate zone, from 850 m to 1100 m, and reveal high P-wave velocities (3000 m/s) in highly saturated gas hydrate intervals confined in higher porosity sand layers. Higher velocities in highly saturated gas hydrate layers are explained by the icy-like structure of hydrates, which increases the stiffness of the sediment matrix. P-wave velocities in non hydrate-bearing sediments typically range between 2000 and 2200 m/s. The deeper layer, Zone C, is located just above the gas hydrate stability zone defined at a depth of about 1100 m. Zones B and A are shallower and located between 900 and 1000 m. Zones C and B are observed on both wells whereas zone A is only visible on well 5L-38. The presence of gas hydrate in these horizons is confirmed by several well-log measurements (resistivity, P- and S-wave velocity, NMR). The logs of the total porosity, acoustic impedance, gas hydrate saturation and the grades at well 5L-38 are presented in Figure 4.2.

Contrary to conventional reservoir characterization that defines the saturation as the variable to infer, in this study, we used gas hydrate grades. The gas hydrate grades are obtained by multiplying the NMR-derived free water saturation by the total porosity. The grade is a variable particularly suited for gas hydrate reservoir characterization, since in its natural

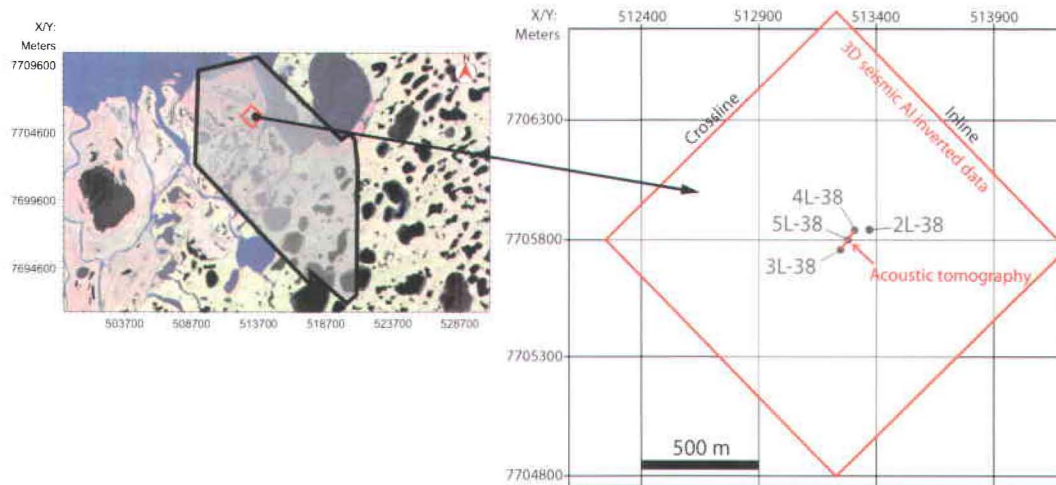


FIGURE 4.1 – Disposition of the 3D seismic data subset and the wells 5L-38 and 2L-38

form, gas hydrate is in a solid state. This variable describes the volume percentage of a solid component versus the entire volume. In addition, contrarily to saturation, grade is an additive variable, which allows up- and down-scaling by simple averaging.

4.2.2 3D seismic data

The seismic data used are the upper two seconds of a 3D seismic reflection data set, acquired and processed in 2002. Unfortunately, the acquisition geometry was designed to image conventional hydrocarbons beneath the gas hydrate zones (deeper than 1100 m). The initial processing also focused on the imaging the conventional gas-bearing structures rather than gas hydrate located in the shallow part of the data. The data set was reprocessed to improve seismic imaging in the gas hydrate zone and to preserve the relative true-amplitudes. The data used in this study is a subset of the 3D cube centered on wells 2L-38 and 5L-38 and selected by Bellefleur et al. [2006] and Riedel et al. [2009] for detailed acoustic impedance inversion. It is composed of 41x41 traces, with an inter-trace spacing of 30 m, covering an area of 1.44 km². Time-to-depth conversion chart was built from a zero-offset Vertical Seismic Profile (VSP) measured at borehole 2L-38.

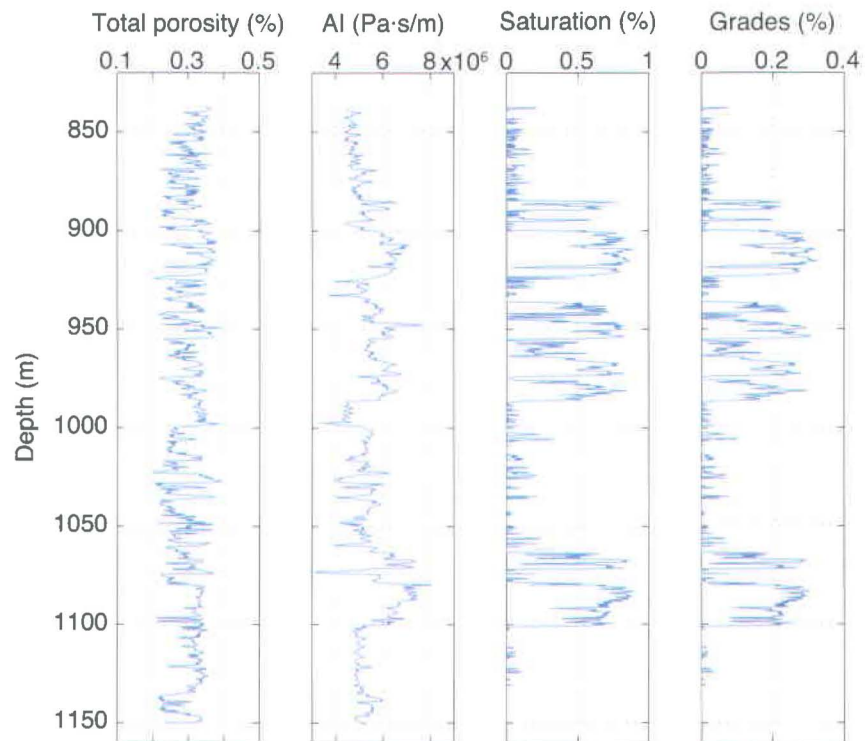


FIGURE 4.2 – Total porosity, acoustic impedance, gas hydrate saturation and grades logs of well 5L-38

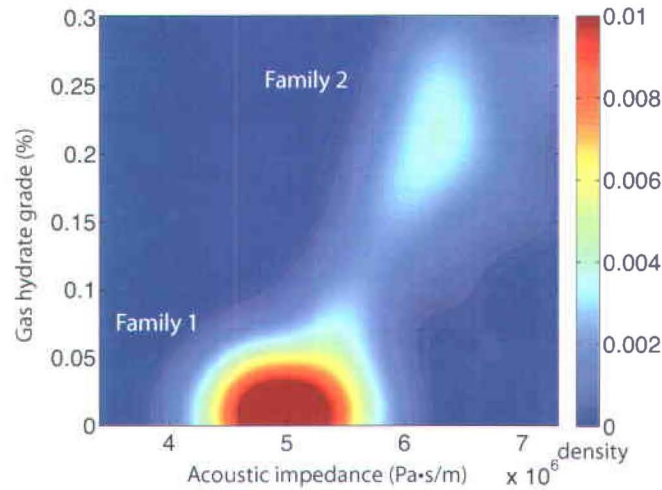


FIGURE 4.3 – In situ probability density function of acoustic impedance and gas hydrate grades established at wells Mallik 2L-38 and 5L-38. Family 1 and 2 are identified

4.3 Gas hydrate reservoir modeling

4.3.1 Bayesian gas hydrate grade simulation

Using the 3D inverted acoustic impedance data together with acoustic impedance and gas hydrate grade data from wells 5L-38 and 2L-28, multiple equiprobable 3D grade scenarios are simulated using Bayesian simulation algorithm detailed in [Dubreuil-Boisclair et al., 2012].

The proposed simulation algorithm is based on conventional sequential simulation approach. The approach also includes a bayesian step consisting in multiplying a prior distribution of the grades by a likelihood function, linking acoustic impedance to gas hydrate grades. In this study, an in-situ petrophysical model is inferred from the well-log data, upscaled at the 3D vertical seismic scale (~ 3 m) to be consistent with the vertical seismic scale. Then, the joint probability density function (pdf) is calculated using a non-parametric kernel density estimator (Figure 4.3).

Once many gas hydrate grade realizations are obtained, it is possible to infer the total volume of gas trapped within hydrates, for different cutoff values. However, from an exploitation perspective, the spatial continuity and connectivity of the gas hydrate-rich layers is of major importance and not provided by only the total gas volume. Thus, using the all gas hydrate grade simulations, this study focuses on connected volumes estimations, for different grade thresholds or cutoffs.

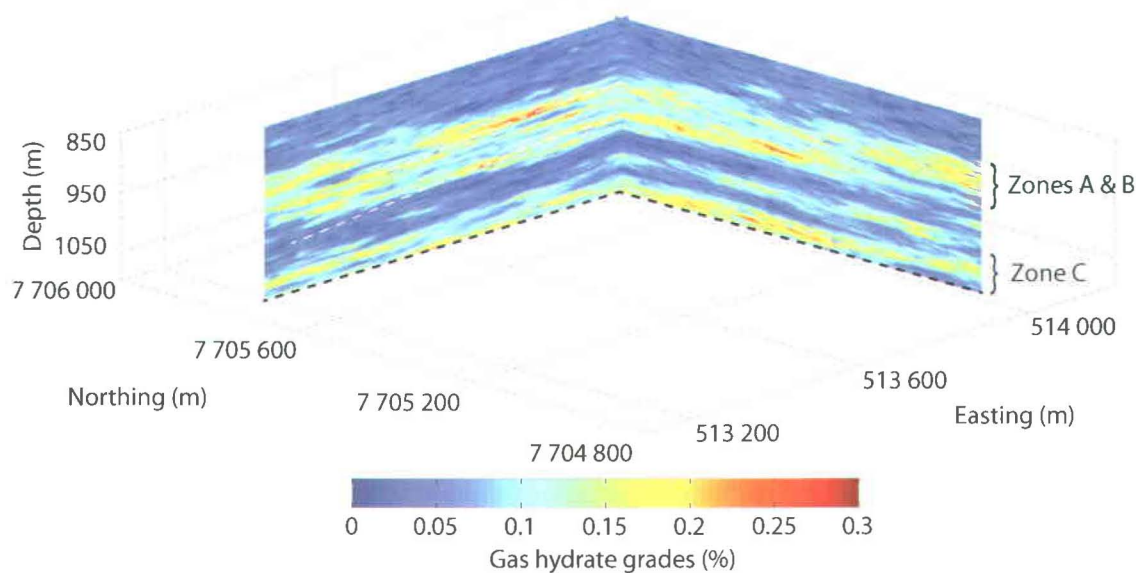


FIGURE 4.4 – One 3D gas hydrate grade realization. The dash white lines represent the northwest-southeast anticline structure and the horizontal black dash line, the base of the gas hydrate stability zone (GHSZ)

Figure 4.4 presents a randomly chosen 3D gas hydrate grade realization using the proposed approach. All the realizations are constrained by the upscaled log and 3D acoustic impedance data. The two continuous gas hydrate horizons (Zones B and C) detected on the log data are recovered, as well as the major northwest-southeast anticline structure (white dotted lines in Figure 4.4) documented in the Mallik area Riedel et al. [2009]. In these horizons, gas hydrate occupies from 20 to 40% of the total volume. Zone A is not apparent on the section presented here, however, it is present over the volume in a rather sparse way, in agreement with previous works [Bellefleur et al., 2006; Riedel et al., 2009].

4.3.2 Volume estimation

In order to estimate the economical volume that could be recovered using technology that still needs to be defined, it is important to know the connectivity between each voxels. In this study, a stochastic connectivity analysis is computed using all simulated grade fields. Starting from the highest gas hydrate grade location measured at a well, in a given zone (A, B and/or C), the six neighboring voxels are visited. The voxels having a grade value over a specific cutoff are considered connected whereas voxels with values below the cutoff are simply rejected, as shown in Figure 4.5. The procedure is repeated with all the previously accepted voxels until no voxels having a grade value over the cutoff is found in the neighborhood.

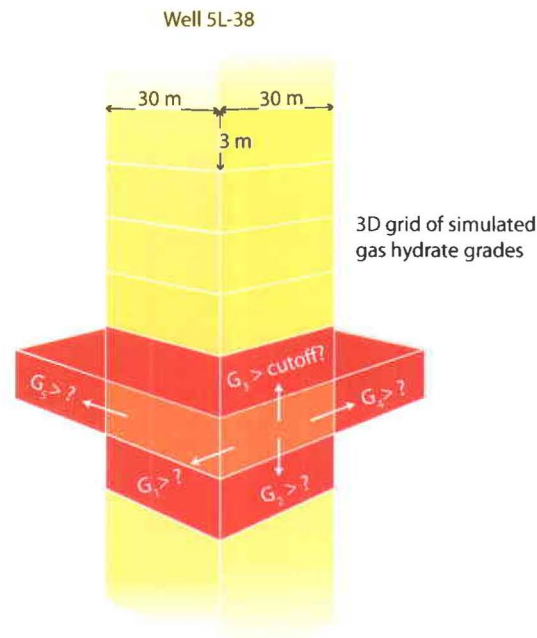


FIGURE 4.5 – Connectivity analysis methodology

Thus, the minimum connectivity corresponds to the size of a voxel, which is 30 m x 30 m wide and 3 m high.

As a result from the connectivity analysis computed for each 3D gas hydrate grade scenarios, the connected natural gas volumes can be estimated together with its uncertainty, for each layer, at different cutoffs. The natural gas volume is estimated assuming that at standard atmospheric temperature (20°) and pressure (1 atm) conditions, 1 m^3 of solid gas hydrate is equivalent to $\sim 164 \text{ m}^3$ of free gas and considering that a clathrate has an occupancy ratio of about 0.9.

4.4 Results

The connectivity analysis is computed on each of the 50 gas hydrate grade realizations; zone C alone, A and B and the three layers together. The connected volumes of natural gas trapped within hydrates are calculated with at three different grade cutoffs; 15, 20 and 25%. The results are presented in Table 4.1. A cutoff of 0.15 corresponds to the grade value that devises family 2 from family 1 (Figure 4.3).

| | Gas hydrate grade cutoff ($\times 10^6 \text{ m}^3$) | | |
|---------------|--|-------------|------------|
| | 0.15 | 0.20 | 0.25 |
| Zones A & B | 714 ± 114 | 9 ± 21 | negligible |
| Zone C | 613 ± 74 | 69 ± 59 | 2 ± 3 |
| Zones A,B & C | 1327 ± 146 | 78 ± 63 | 2 ± 3 |

TABLE 4.1 – Connected natural gas volumes (in Mm^3) for zones A, B, and C, at three different grade cutoffs

The results show that Zones A and B are composed of large amount of connected grade values around 15% but contain very few connected grade values over 20%. This is also visible on the realization presented in Figure 4.4 where zones A and B cover a moderately extensive area of relatively low gas hydrate grade values. The results confirm that Zone C is the most laterally extensive gas hydrate layer and that it contains the highest grade. At a cutoff of 0.2, meaning that 20% of the volume of the voxel is filled with gas hydrates, the natural gas volume within the hydrate reaches $96 \pm 59 \times 10^6 \text{ m}^3$. The connectivity of that zone often reaches the horizontal limits of the seismic data set, suggesting that this layer expands beyond the 1.44 km^2 of data available for this study. A higher cutoff reduces significantly the connected volume area for all layers. A cutoff increase of 0.05%, going from 0.15% to 0.2%, lowers the connected volume by 98% in zones A and B, by 88% in zone C and by 94% overall.

The connected volume also differs from the in situ total volume previously calculated in Dubreuil-Boisclair et al. [2012]. At a cutoff value of 0.15, the connected volume for the three layers decreases by 17% or $276 \times 10^6 \text{ m}^3$ when compared to the in situ volume. This suggests that special attention or different production techniques might need to be considered to recover gas hydrate not connected to the main zones. The reasons explaining the break-up in connectivity are not known but we presume that changes in sedimentary facies are a significant factor.

The connected volumes for one gas hydrate grade realization, at a cutoff of 0.18 and 0.2 are presented in Figure 4.6. The figure clearly shows the connected volume reduction as the cutoff increases. Zone A is intersected by 5L-38 and extends eastern of that borehole. Zone B covers a small area connected between 2L-38 and 5L-38. The image shows clearly the greater connectivity and the higher grades of zone C compared to the two shallower zones. These results are in agreement with acoustic impedance results also demonstrating that Zone C is the most laterally continuous Riedel et al. [2009].

The plan view of two realizations of the connectivity for zone C, at a cutoff of 0.2, is presented

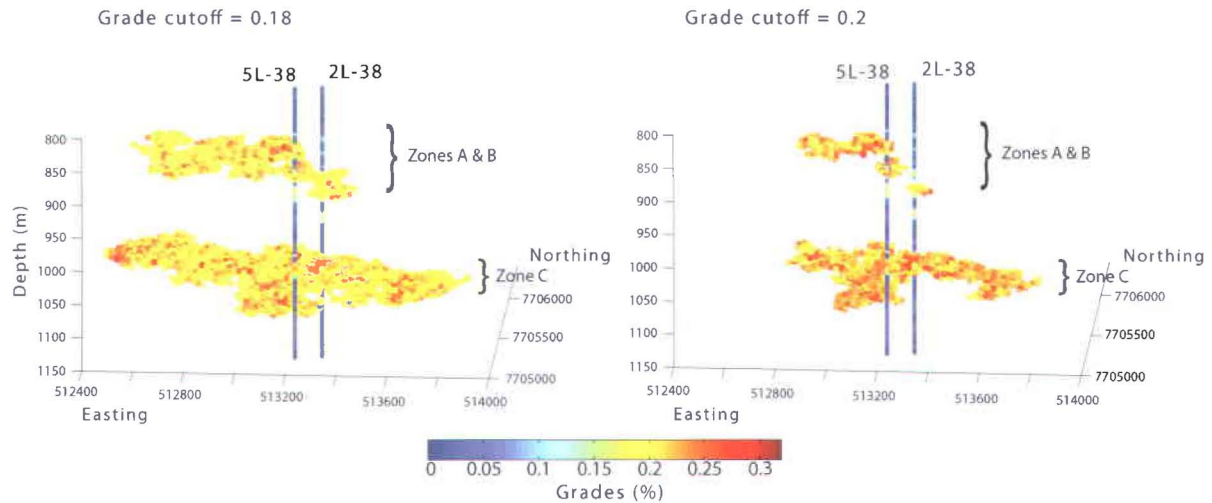


FIGURE 4.6 – 3D view of a connect volume for one realization, for the three zones, at a cutoff of (a) 0.18, (b) and 0.2

on Figure 4.7. This cutoff is chosen because it represents only the highly saturated gas hydrate voxels (family 2). The figure shows the great variability of the connected patterns of this gas hydrate layer. It also highlights the possibility that the layer extends to the northwest where both realizations reach the limit of the data area.

Finally, Figure 4.8 shows the probability of the voxels to be connected to the well at a grade cutoff of 0.18. The probability volume is obtained from the connectivity analysis of fifty simulations. Areas with higher probability represent the connected volume that could be naturally solicited during a production from either 2L-38 or 5L-38. Results show that the uncertainty is greater in Zones A and B. Again, Zone C has a high probability over a much greater radius than Zones A and B.

4.5 Conclusion

The strong link existing between acoustic impedance and gas hydrate grade allows modeling gas hydrate in place using a covariate simulation scheme. Bayesian stochastic simulation was used to determine the spatial heterogeneity of gas hydrate grades and assess the connected natural gas volumes at the Mallik site, at different grade cutoffs. Results show that the deeper zone (Zone C) has higher grades and higher connected gas volumes than Zones A and B. Zone C is also much more connected over all the study area. At a cutoff of 0.18, the connectivity of zone C reaches the limit of the seismic data, suggesting that this layer could still be connected beyond the 1.44 km² study area.

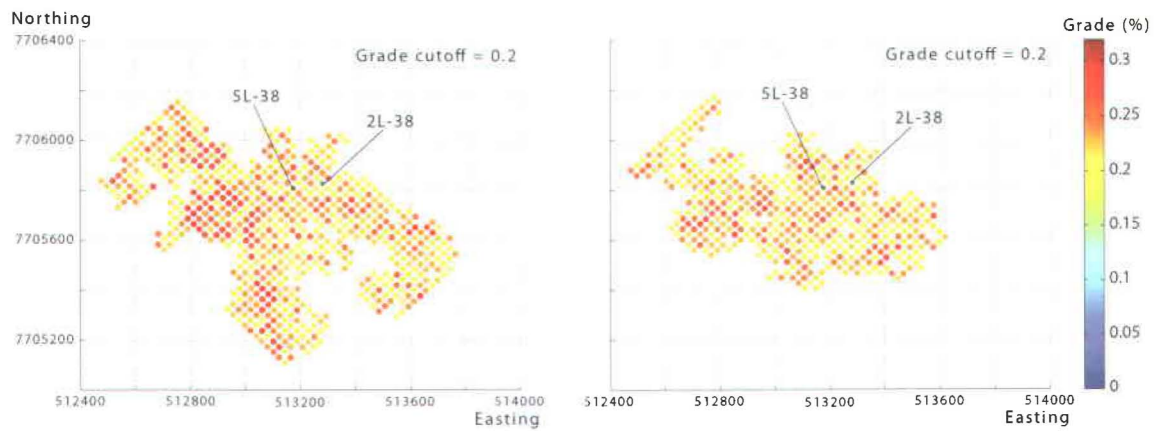


FIGURE 4.7 – Plane-view of two realizations of the connected voxels for zone C, at a gas hydrate grade cutoff of 0.2

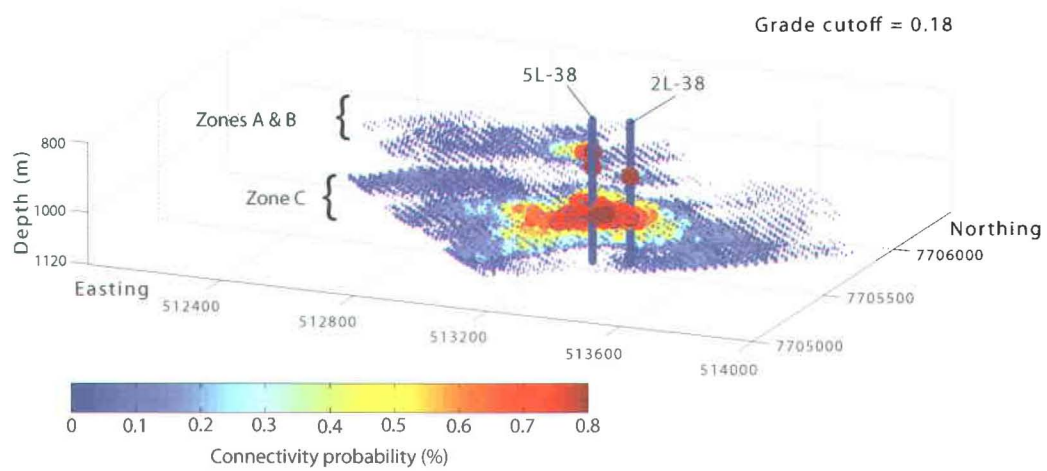


FIGURE 4.8 – Connectivity probability for each voxel, for each zone, evaluated at a cutoff of 0.18

The connectivity analysis confirms that Zone C, being just above the gas hydrate stability zone, is the most favorable gas hydrate layer for future reservoir engineering developments considering its large lateral and well-connected extension and its high gas hydrate grade.

Acknowledgments

We acknowledge the international partnership that undertook the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program : the Geological Survey of Canada (GSC), Japan National Oil Corporation (JNOC), GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ), U.S. Geological Survey (USGS), India Ministry of Petroleum and Natural Gas (MOPNG), BP/ChevronTexaco/Burlington joint venture parties, U.S. Department of Energy (USDOE). The first 2 s of a 3D seismic reflection survey shot in the Mallik field area in 2002 has been made available to the Mallik science program through partnership with the joint venture parties, BP Canada Energy Company, Chevron Canada Resources, and Burlington Resources Canada.



Chapitre 5

Discussion générale

Cette section dresse un bilan de ce projet de recherche en se penchant d'abord sur ses aspects novateurs puis en posant un regard critique sur certains aspects méthodologiques.

5.1 Les avantages de la méthode

La méthodologie proposée pour la modélisation de la teneur de hydrates du réservoir de Mallik présente des avantages importants.

D'abord, contrairement aux réservoirs conventionnels où la ressource principale est un fluide (pétrole et gaz), les hydrates de gaz se présentent, à l'état naturel, sous forme solide. Ainsi, en s'inspirant du monde minier, où la ressource d'intérêt est aussi sous forme solide, la teneur a été adoptée comme variable principale plutôt que la saturation. La teneur en hydrates s'obtient en multipliant la porosité effective par la saturation. Cette nouvelle variable a un avantage important par rapport à la saturation : elle est additive. En effet, plutôt que d'être une fraction de l'espace entre les grains, c'est une fraction du volume total. Il devient donc possible de faire des changements d'échelles par simple moyenne arithmétique et de calculer des volumes en hydrates par additions. Par contre, ce changement de variable est adéquat uniquement pour la caractérisation préliminaire d'un réservoir d'hydrates de gaz et non dans un cadre d'exploitation, où les hydrates passeraient de l'état solide à l'état gazeux et liquide. La simulation de l'écoulement multiphase nécessiterait alors de connaître les saturations [Kowalsky, 2010].

Un troisième avantage de la méthode proposée est le passage direct de l'impédance acous-

tique à la teneur, sans l'étape de la modélisation de faciès. En effet, la modification apportée à l'algorithme de simulation bayésien permet de tenir compte de la distribution bimodale et non-linéaire observée à Mallik entre l'impédance acoustique et la teneur. On s'affranchi ainsi de l'étape de modélisation des faciès, ce qui est approprié dans le cas du réservoir de Mallik où la présence de faciès n'est pas clairement identifiée par les forages. De plus, cela diminue considérablement le temps nécessaire à la modélisation des propriétés. La méthodologie proposée pourrait être appliquée à d'autres types de réservoirs d'hydrates de gaz ou conventionnels lorsque la relation pétrophysique présente un comportement bimodal.

De plus, la densité de probabilité conjointe reliant l'impédance acoustique à la teneur en hydrates est estimée à l'aide de la méthode du noyau. Cette méthode non-paramétrique (qui ne requiert pas d'a priori sur la forme de la distribution) est extrêmement flexible et permet de calculer une densité de probabilité pour des relations quelconques, qu'elles soient non-linéaires, hétéroscédastiques, et/ou multi-modales, ce qui est le cas des données de Mallik. Ensuite, l'algorithme bayésien a l'avantage majeur de pouvoir incorporer ces relations fortement non linéaires à la simulation [Doyen, 2007].

5.2 Critique de la méthode

5.2.1 Les données

Pour ce projet, nous disposons des deux premières secondes d'un cube sismique 3D acquis et traité en 2002 par Veritas DCG Land. La géométrie d'acquisition a été conçue dans le but de repérer des réservoirs conventionnels de gaz naturel situés bien en dessous de la zone de stabilité des hydrates de gaz (base inférieure de la zone d'étude), se situant à environ 1100 m de profondeur. Donc, la densité de tirs et de récepteurs n'est pas optimale pour imager la zone des hydrates de gaz que nous voulions modéliser. De plus, l'élimination des ondes de surface a occasionné une faible couverture des points miroirs communs (CDP) pour les profondeurs associées aux hydrates de gaz. Par conséquent, malgré un traitement rigoureux qui tente de préserver les amplitudes vraies, les cubes sismiques traités mis à disposition pour la recherche sur les hydrates de gaz à Mallik ne fournissent pas une image optimale de la zone riche en hydrates de gaz située entre 900 et 1100 m de profondeur [Bellefleur et al., 2006].

Les données sismiques « après sommation » ont été inversées par Bellefleur et al. [2008] et Riedel et al. [2009] afin de retrouver les impédances acoustiques. La méthode déterministe utilisée est basée sur un modèle (*object-based*) qui consiste à créer un modèle d'impédance acoustique initial, à calculer la réflectivité, et à convoluer par une ondelette représentative

de la source, afin d'obtenir une trace synthétique qui peut être comparée à la trace réelle. Le modèle d'impédance acoustique initial est modifié de façon à minimiser la différence entre ces deux traces. Finalement, une tendance basse fréquence doit être ajoutée au modèle final. Un des problèmes inhérent aux méthodes d'inversion d'amplitude « après sommation » est l'estimation de cette tendance régionale basse fréquence, absente des traces sismiques. Lorsque cela est possible, cette tendance est estimée à partir des diagraphies soniques ou d'impédance acoustique [Lindseth, 1979; Lu and McMechan, 2002b; Bellefleur et al., 2008; Riedel et al., 2009]. Dans le cadre des données de Mallik, la tendance basse fréquence a été estimée à partir de diagraphies de vitesse des ondes P et de densité. Cependant, l'impédance acoustique étant sensible à la présence d'hydrates, l'extraction de la tendance basse fréquence devient ambiguë. C'est pourquoi Bellefleur et al. [2008] et Riedel et al. [2009] ont testé deux modèles; un de 10 Hz et un de 1 Hz. Dans le premier cas, la continuité des couches riches en hydrates est sur-estimée par la tendance, alors que dans le second cas elle est largement sous-estimée.

Finalement, la conception du levé sismique ne permet pas de réaliser l'inversion élastique pour obtenir l'impédance élastique dans la zone des hydrates de gaz, principalement à cause des nombreux lacs qui présentent des « racines » non gelées de formes complexes. Ces changements brusques de vitesses engendrent des effets statiques importants rendant impossible le traitement pour l'impédance élastique. Or, lorsque l'on observe la relation entre l'impédance acoustique, élastique et la teneur en hydrates à partir des données de forage, on constate que l'ajout de l'impédance élastique vient grandement préciser la relation pétrophysique. Ceci nous permet de conclure que la simulation de la teneur serait mieux contrainte si l'on disposait d'un cube inversé pour l'impédance acoustique ainsi que d'un cube pour l'impédance élastique.

En somme, la modélisation de la teneur en hydrates du réservoir de Mallik bénéficierait grandement de l'ajout de données sismiques dont l'acquisition et le traitement soient conçus spécifiquement pour imager la zone de stabilité des hydrates, moins profonde que les cibles conventionnelles. Une acquisition permettant de réaliser une inversion élastique apporterait également une information supplémentaire importante par rapport à une inversion acoustique uniquement.

5.2.2 Les hypothèses simplificatrices

Une hypothèse simplificatrice de la méthode proposée concerne le lien entre l'impédance acoustique et la teneur. En effet, on suppose que toutes les variations de l'impédance acoustique observée par la sismique sont dues à des variations de teneur en hydrates de gaz. Cette hypothèse est validée par les données de diagraphie de Mallik puisque seule la présence d'hydrates de gaz provoque une augmentation marquée des vitesses des ondes P. Toutefois, dans

d'autres contextes, les changements d'impédance acoustique pourraient aussi être dues à des changements de lithologie ou à des artefacts issus du traitement ou de l'inversion sismique.

Par ailleurs, la distribution a priori est construite par krigeage simple des valeurs connues aux forages ainsi que des valeurs précédemment simulées. Le krigeage requiert une portée verticale et des portées horizontales caractérisant la structure spatiale de la variable. La portée verticale peut être estimée à partir des données de teneur en hydrates provenant des forages. Toutefois, les portées horizontales ne peuvent pas être estimées à partir de deux forages seulement. Ainsi, elles sont estimées à partir de l'impédance acoustique 3D, en supposant que la structure spatiale de cette variable est similaire à celle de la teneur. Cette hypothèse semble correcte puisque le lien entre ces deux variables est fort. Par contre, le cube d'impédance acoustique est inversé de façon déterministe, ce qui tend à lisser les structures et donc, potentiellement, à surestimer les portées horizontales.

Une autre limitation provient de l'échantillonnage lui-même. La méthode implique qu'il existe suffisamment de données de teneurs et d'impédances colocalisées pour construire la fonction de probabilité conjointe à l'aide de la méthode des noyaux. De plus, il faut que la plage de valeurs couverte par les forages corresponde à celle du cube sismique.

5.2.3 L'échelle

Les problèmes d'échelles associés à l'intégration de données de provenances et de nature différente est central dans le processus de modélisation de réservoirs [Doyen, 2007]. En effet, les données de forages ont une résolution verticale beaucoup plus grande que les données sismiques 3D. Les résultats présentés dans ce projet se limitent à modéliser la teneur à la résolution de la sismique. Les données en forages sont échantillonnées à l'échelle de la plus faible résolution (échelle sismique). Dans un processus complet de modélisation de réservoir, les modèles géologiques sont généralement à une échelle verticale plus fine que celle de la sismique [Bosch et al., 2009]. Plusieurs auteurs s'intéressent aux méthodes permettant de modéliser les propriétés à une échelle plus fine [Haas and Dubrule, 1994; Gonzalez et al., 2008; Bosch et al., 2009; Grana et al., 2012]. Cependant, de telles méthodes n'ont pas été appliquées dans ce projet mais pourraient faire l'objet d'une suite à ce projet.

5.2.4 L'incertitude

Finalement, on peut se questionner sur les différentes sources d'incertitude qui entrent en jeu lors de la modélisation des propriétés géologiques. En effet, de l'incertitude s'insère à chacune

des étapes du processus de modélisation :

1. L'inversion sismique comporte énormément d'incertitude liée, entre autres, à l'acquisition et au traitement des données sismiques [Buland and Omre, 2003], ainsi qu'au choix du modèle basse fréquence et de l'ondelette source lors de l'inversion.
2. La relation pétrophysique, si elle est construite à partir des données en forages, comporte une incertitude liée à l'acquisition ainsi qu'à l'interprétation des diagraphies. De plus, le nombre de forages disponibles peut être insuffisant pour échantillonner adéquatement l'ensemble des lithologies ou propriétés présentes dans le réservoir entier [Doyen, 2007]. Finalement, si l'on souhaite calculer une fonction de probabilité conjointe à partir de la relation établie, on peut opter pour une méthode paramétrique qui émet un hypothèse sur la forme de la distribution des paramètres ou une méthode non paramétrique, qui n'en fait pas. Dans les deux cas on doit faire des choix qui comportent une part d'incertitude.
3. L'inférence des propriétés pétrophysiques à l'aide du modèle pétrophysique, des données en forages et du modèle acoustique (ou élastique) comporte aussi une incertitude liée aux hypothèses sous-jacentes des distributions et à l'ajustement d'un variogramme.

L'approche stochastique vise à ce que l'ensemble des sources d'incertitude se reflète à travers de multiples réalisations. L'objectif final étant de guider la prise de décisions durant l'exploration ou la production en quantifiant le risque d'une opération. À cette fin, l'approche bayésienne est un choix approprié puisque l'incertitude des réalisations est représentée par la distribution a posteriori [Buland and Omre, 2003]. Toutefois, dans le cadre de ce projet, la teneur en hydrates a été modélisée à partir d'un cube d'impédance acoustique inversé de façon déterministe, ce qui tend à lisser les structures et la distribution des valeurs. Cela réduit la variabilité des teneurs simulées et donc la variabilité des volumes calculés. C'est pourquoi, un projet en cours actuellement vise à utiliser des inversions sismiques stochastiques [Moyen and Doyen, 2009] ayant un contenu fréquentiel plus élevé et échantillonnant un plus grand espace de solutions que le modèle d'impédance acoustique déterministe. On souhaite ainsi incorporer le maximum d'incertitude liée à l'inversion sismique aux distributions a posteriori de teneur. Ces travaux ont mené à un article qui n'est pas présenté dans cette thèse.

Par ailleurs, la relation pétrophysique est basée sur les données locales mais provenant de deux forages uniquement. La densité de probabilité ainsi obtenue est ensuite considérée comme exacte lors de la simulation. Dans un cas où la géologie serait plus complexe, le nombre de forages serait largement insuffisant pour échantillonner l'ensemble des possibilités des couples impédance acoustique-teneur. Cependant, dans le cas de Mallik, la lithologie de la zone simulée est relativement simple. Elle est composée de matériaux non consolidés dont principalement du sable grossier à fin, du silt et de fines lentilles de charbon. De plus, les forages traversent toute la zone de stabilité des hydrates. Ainsi, il est raisonnable de supposer que les valeurs mesurées le long des deux forages reflètent la variabilité des valeurs d'impédance acoustique et de teneur.



Chapitre 6

Conclusions

Dans cette étude, nous avons montré qu'il est possible de modéliser la teneur en hydrates de gaz d'une partie du réservoir de Mallik en utilisant un cube d'impédance acoustique comme contrainte locale. L'algorithme développé dans ce projet permet d'assimiler de manière optimale les données d'impédance acoustique et de teneurs mesurées le long de deux puits. Cet algorithme est basé sur le principe de simulation bayésienne, mais permet de prendre en compte des relations non gaussiennes, non linéaires, mais aussi non stationnaires.

La justesse et la précision de la méthode ont été confrontées à des mesures de tomographie sismique de haute résolution, mais indépendantes du cube sismique. L'algorithme de simulation a donc été appliqué à des données ayant des résolutions différentes et les résultats de simulation de la teneur sont satisfaisants. En effet, la simulation utilisant les données sismiques 3D ainsi qu'une densité de probabilité à plus basse résolution reproduit les structures d'hydrates de gaz de façon similaire à la simulation utilisant des données de haute résolution. De plus, les valeurs simulées ont été comparées avec les données d'un puits non utilisé lors de la simulation. L'ajustement des valeurs simulées avec les données du puits de contrôle est bon et permet de penser que la méthode de simulation est efficace pour imager la teneur en hydrates de gaz à Mallik.

Confiant que les modèles simulés sont satisfaisants, une analyse de connectivité a été effectuée afin d'estimer les volumes connectés d'hydrates de gaz ainsi que leur incertitude. Cette analyse se fait en débutant d'une couche riche en hydrates observée à un puits et se propage dans la région en conservant uniquement les valeurs de teneur au dessus d'un seuil pré-défini. Cette analyse de connectivité, effectuée sur chacune des réalisations, permet de conclure que la zone C semble présenter des teneurs importantes ainsi qu'un volume connecté qui pourrait s'étendre au-delà de la zone étudiée.

Une étape qui pourrait grandement bonifier les résultats serait d'effectuer l'inversion stochastique des impédances acoustiques. Ceci permettrait d'obtenir des distributions d'impédance acoustique beaucoup plus proches de celles mesurées aux puits. Par conséquent, l'estimation des teneurs en hydrates de gaz, notamment les valeurs extrêmes, serait améliorée.

Bibliographie

- F. Alabert. Stochastic imaging of spatial distributions using hard and soft information. Master's thesis, Stanford University, 1987.
- V. Artus and B. Noetinger. Up-scaling two-phases flow in heterogeneous reservoirs : Current trends. *Oil & Gas Science and Technology. Rev. IFP*, 59 :185–195, 2004.
- P. Avseth. *Combining rock physics and sedimentology for seismic reservoir characterization of North Sea turbidite systems*. PhD thesis, Stanford University, 2000.
- P. Avseth, T. Mukerji, and G. Mavko. *Quantitative seismic interpretation : Applying rock physics tools to reduce interpretation risk*. Cambridge University Press, 2005.
- R. Bachrach. Joint estimation of porosity and saturation using stochastic rock-physics modeling. *Geophysics*, 71(5) :O53–O63, 2006.
- K. Bauer, R.G. Pratt, M.H. Weber, T. Ryberg, C. Haberland, and S. Shimizu. Mallik 2002 cross-well seismic experiment : project design, data acquisition, and modelling studies. In S.R. Dallimore and T.S. Collet, editors, *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada*. Geological Survey of Canada, 2005.
- T. Bayes. An essay towards solving a problem in the doctrine of chances. *Philosophical transactions*, 53 :370–418, 1763.
- G. Bellefleur, M. Riedel, and T. Brent. Seismic characterization and continuity analysis of gas-hydrate horizons near Mallik research wells, Mackenzie Delta, Canada. *The Leading Edge*, 25(5) :599–604, 2006.
- G. Bellefleur, M. Riedel, S. Mair, and T. Brent. An acoustic impedance inversion approach to detect and characterize gas hydrate accumulations with seismic methods : an example from the Mallik gas hydrate field, NWT, Canada. In *Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008), Vancouver, British Columbia, CANADA, July 6-10, 2008*.

- L. J. Bortoli, F. Alabert, A. Haas, and A. Journel. Constraining stochastic images to seismic data. In The Netherlands Kluwer publications, Dordrecht, editor, *Proceedings of the International Geostatistic Congress, Troia, Soares A.*, 1992.
- M. Bosch, C. Carvajal, J. Rodrigues, A. Torres, M. Aldana, and J. Sierra. Petrophysical seismic inversion conditioned to well-log data : Methods and application to a gas reservoir. *Geophysics*, 74(2) :O1–O15, 2009.
- M. Bosch, T. Mukerji, and F. Gonzalez. Seismic inversion for reservoir properties combining statistical rock physics and geostatistics : A review. *Geophysics*, 75(5) :165–176, 2010.
- BP. BP statistical review of world energy. Technical report, British Petroleum, 2011.
- T. Brent, M. Riedel, M. Caddel, M. Clement, T.S. Collett, and S.R. Dallimore. *Initial geophysical and geological assessment of an industry 3-D seismic survey covering the JAP-PEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well*. In : Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. (ed.) S.R. Dallimore and T.S. Collett, Geological Survey of Canada, Bulletin 585, 2005.
- A. Buland and H. Omre. Bayesian linearized AVO inversion. *Geophysics*, 68(1) :185–198, 2003.
- A. Buland, O. Kolbjornsen, R. Hauge, O. Skjaeveland, and K. Duffaut. Bayesian lithology and fluid prediction from seismic prestack data. *Geophysics*, 73(3) :13–21, 2008.
- J. Caers. Geostatistical reservoir modelling using statistical pattern recognition. *SPE Journal*, 29(3) :177–188, 2001.
- J. Caers. History matching under training-image-based geological model constraints. *SPE Journal*, 8(3) :218–226, 2003.
- J. Caers and T. Zhang. Multiple-point geostatistics : a quantitative vehicle for integrating geologic analogs into multiple reservoir models. In AAPG memoir, editor, *Integration of outcrop and modern analogs in reservoir modeling*, 2002.
- J-P Chilès and P. Delfiner. *Geostatistics*. Wiley Inter-science, 1999.
- T.S. Collett. *Natural gas hydrate as a potential energy resource*, pages 123–136. in : M.D. Max (Ed.), *Natural Gas Hydrate in Oceanic and Permafrost Environments*, Kluwer Academic, Dordrecht, 2000.
- T.S. Collett, R.E. Lewis, and S.R. Dallimore. *Seismic- and well-log-inferred gas hydrate accumulations on Richards Island*, pages 357–376. In : Scientific Results from JAP-PEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest

- Territories, Canada. (ed.) S.R. Dallimore, T. Uchida, and T.S. Collett, Geological Survey of Canada, Bulletin 544, 1999.
- T.S. Collett, R.E. Lewis, and S.R. Dallimore. *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada*. Geological Survey of Canada, Bulletin 585, 2005a.
- T.S. Collett, R.E. Lewis, and S.R. Dallimore. *JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrates production research well dpunhole well-log and core montages*. in : Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. (ed.) S.R. Dallimore and T.S. Collett, Geological Survey of Canada, Bulletin 585, 2005b.
- J. Dai, H. Xu, F. Snyder, and N. Dutta. Detection and estimation of gas hydrates using rock physics and seismic inversion : Examples from the northern deppwater Gulf of Mexico. *The Leading Edge*, 23 :60–66, 2004.
- J. Dai, N. Banik, D. Shelander, G. Bunge, and N. Dutta. Seismic detection and quantification of gas hydrates in Alaminos Canyon, Gulf of Mexico. In *Proceeding of the International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008)*, Vancouver, British Columbia, Canada July 6-10 2008.
- S.R. Dallimore and T.S. Collett. *Sumarry and implcations of the Mallik 2002 gas hydrate production research well program*. In : Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. (ed.) S.R. Dallimore and T.S. Collett, Geological Survey of Canada, Bulletin 585, 2005.
- S.R. Dallimore, T. Uchida, and T.S. Collett. *Regional gas hydrates occurences, permafrost conditions, and Cenozoique geology, Mackenzie Delta area*. in : Scientific Results from the Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. (ed.) S.R. Dallimore, T. Uchida and T.S. Collett, Geological Survey of Canada, Bulletin 544, 1999.
- S.R. Dallimore, J.F. Wright, F.M. Nixon, M. Kurihara, K. Yamamoto, T. Fujii, K. Fujii, M. Numasawa, M. Yasuda, and Y. Imasato. Geologic and porous media factors affecting the 2007 production response characteristics of the JOGMEC/NRCAN/AURORA Mallik gas hydrate production research well. *Proceedings of the 6th International Conference on Gas hydrates (ICGH 2008)*, Vancouver, Canada, July 6-10, 2008.
- C. Daly and J. Caers. Multi-point geostatistics - an introductory overview. *First Break*, 28, 2010.
- G. De Marsily, G. Lavedan, M. Boucher, and G. Fasanino. *Interpretation of interference tests in a well field using geostatistical techniques to fit the permeability distribution in a reservoir model*. In : Geostatistics for Natural Resources Characterization, 1984.

- C. Deutsch. Conditioning reservoir models to well test information. In A. Soares, editor, *Geostatistics Troia '92*, volume 1, pages 505–518. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, The Netherlands, 1993.
- P. Doyen. Porosity from seismic data : A geostatistical approach. *Geophysics*, 53(10) : 1263–1275, 1988.
- P. Doyen. *Seismic reservoir characterization : An Earth modelling perspective*. EAGE Publications, 2007.
- P. Doyen and L. Den Boer. Bayesian sequential gaussian simulation of lithology with non-linear data. *US Patent Number 5 539 704*, 1996.
- P. Doyen, L. Den Boer, and W. Pillet. Seismic porosity mapping in the Ekofisk field using a new form of collocated cokriging. *SPE Journal*, (36498), 1996.
- C. Dubreuil-Boisclair, E. Gloaguen, D. Marcotte, and B. Giroux. Heterogeneous aquifer characterization from gpr tomography and borehole hydrogeophysical data using nonlinear bayesian simulations. *Geophysics*, 76(4) :1–13, 2010.
- C. Dubreuil-Boisclair, E. Gloaguen, G. Bellefleur, and D. Marcotte. Non-Gaussian gas hydrate grade simulation at the Mallik site, Mackenzie Delta, Canada. *Marine and Petroleum Geology*, 2012.
- O. Dubrule. *Geostatistics for Seismic Data Intergration in Earth Models*. SEG - EAGE, 2003.
- T.T. Eaton. On the importance of geological heterogeneity for flow simulation. *Sedimentary Geology*, 184(3-4) :187–201, 2006.
- EIA. *International Energy Outlook 2011*. U.S. Energy Information Administration, 2011.
- J. Eidsvik, H. Omre, T. Mukerji, G. Mavko, and P. Avseth. Seismic reservoir prediction using Bayesian integration of rock physics and Markov random fields : A North Sea example. *The Leading Edge*, March 2002 :290–294, 2002.
- J. Eidsvik, P. Avseth, H. Omre, T. Mukerji, and G. Mavko. Stochastic reservoir characterization using prestack seismic data. *Geophysics*, 69 :978–993, 2004.
- X. Emery. Simulation of geological domains using the plurigaussian model : New developments and computer programs. *Computers and Geosciences*, 33(9), 2007.
- G. Evensen. *Data Assimilation : The Ensemble Kalman Filter*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2007.

- G. Evensen, J. Hove, H. Meisingset, E. Reiso, K. Seim, and O. Espelid. Using the EnKF for assisted history matching of a North Sea reservoir model. In *SPE Reservoir simulation symposium, Woodlands, Texas, USA, 26-28 February, 2007*.
- The Expert panel on gas hydrates. Energy from gas hydrates : assesing the opportunities and challenges for Canada. Technical report, Council of Canadian Academies, 2008.
- C. Faucher, A. Saucier, and D. Marcotte. A new patchwork simulation method with control of the local-mean histogram. *Stochastic Environmental Research and Risk Assessment*, June, 2012a.
- C. Faucher, A. Saucier, and D. Marcotte. Corrective pattern-matching simulations with controlled local-mean histogram. *Soumis à Mathematical Geosciences*, 2012b.
- P. Fichtl and F. Fournier. Cosimulations of lithofacies and associated reservoir properties using well and seismic data authors. In SPE, editor, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas*, volume 1, pages 381–393, 1997.
- R. Freedman, C. Cao Minh, G. Gubelin, J.J. Freeman, T. McGinness, B. Terry, and D. Rawlence. Combining NMR and density logs for petrophysical analysis in gas-bearing formations. In *SPWLA 39th Annual Logging Symposium, 26-29 May 1998, Keystone, Colorado, Paper II*. Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, Houston, Texas, 1998.
- J.F. Gabitto and C. Tsouris. Physical properties of gas hydrates : A review. *Journal of Thermodynamics*, 2010, 2010.
- A. Galli, H. Beucher, G. Le Loc'h, B. Doligez, and Heresim group. The pros and the cons of the truncated gaussian method. In M. Armstrong and P.A. Dowd, editors, *Geostatistical Simulations*, pages 217–233. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, The Netherlands, 1994.
- J. Gallop. Facies probability from mixture distributions with non-stationary impedance errors. In SEG, editor, *76e annual international meeting*, pages 1801–1805, 2006.
- S.E. Gasda and M.A. Celia. Upscaling relative permeabilities in a structured porous medium. *Advances in Water Resources*, 28 :493–506, 2005.
- C. Gastaldi, D. Roy, P. Doyen, and L. Den Boer. Using bayesian simulations to predict reservoir thickness under tuning conditions. *The Leading Edge*, pages 589–593, 1998.
- B. Giroux and E. Gloaguen. Geostatistical travelttime tomography in elliptically anisotropic media. *Geophysical Prospecting*, 60(6) :1133–1149, 2012. doi : 10.1111/j.1365-2478.2011.01047.x.

- J.J. Gomez-Hernandez and A. Journel. Joint sequential simulation of multigaussian fields. In *Geostat Troia '92*, pages 85–94. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, The Netherlands, 1993.
- F. Gonzalez, T. Mukerji, and G. Mavko. Seismic inversion combining rock physics and multiple-point geostatistics. *Geophysics*, 73(1) :R11–R21, 2008.
- P. Goovaerts. *Geostatistics for Natural Resources Evaluation*. Applied geostatistics series. Oxford University Press, 1997.
- D. Grana and E. Della Rosa. Probabilistic petrophysical-properties estimation integrating statistical rock physics with seismic inversion. *Geophysics*, 75(3) :O21–O37, 2010.
- D. Grana and J. Dvorkin. The link between seismic inversion, rock physics, and geostatistical simulations in seismic reservoir characterization studies. *The Leading Edge*, March 2011, 2011.
- D. Grana, T. Mukerji, J. Dvorkin, and G. Mavko. Stochastic inversion of facies from seismic data based on sequential simulation and probability perturbation method. *Geophysics*, 77(4) :M53–M72, 2012.
- Y. Gu and D. S. Olivier. History matching of the PUNQ-S3 reservoir model using the ensemble Kalman filter. *SPE Journal*, 10(2) :217–224, 2005.
- F. Guardiano and R. Srivastava. Multivariate geostatistics : beyond bivariate multivariate geostatistics : beyond bivariate moments. In A. Soares, editor, *Geostat Troia '92*, volume 1, pages 133–144. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, The Netherlands, 1993.
- J. Gunning and M. Glinsky. Detection of reservoir quality using Bayesian seismic inversion. *Geophysics*, 72(3) :R37–R49, 2007.
- A. Haas and O. Dubrule. Geostatistical inversion : A sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data. *First Break*, 12 :561–569, 1994.
- A. Haas, P. Biver, and D. Moulière. Simulations stochastiques en cascades. *Cahiers de géostatistique : École des Mines de Paris*, 6 :31–43, 1998.
- T. Hastie, R. Tibshirani, and J. Friedman. *The elements of statistical learning*. Springer, 2002.
- M. Helgerud, J. Dvorkin, A. Nur, A. Sakai, and T.S. Collett. Elastic-wave velocity in marine sediments with gas hydrates : Effective medium modeling. *Geophysical Research Letters*, 26 :2021–2024, 1999.
- L.Y. Hu. Gradual deformation and iterative calibration of Gaussian-related stochastic models. *Mathematical Geology*, 32(1) :87–108, 2000.

- L.Y. Hu. Modélisation stochastique de réservoirs hétérogènes. *Habilitation à diriger des recherches*, 2002.
- L.Y. Hu and T. Chuganova. Multiple point geostatistics for modelling subsurface heterogeneity : a comprehensive review. *Water Resources Research*, 44 :W11413, 2008.
- L.Y. Hu and M. Le Ravalec-Dupin. Elements for an integrated geostatistical modeling of heterogeneous reservoirs. *Oil & Gas Science and Technology. Rev. IFP*, 59(2) :141–155, 2004.
- J-W. Huang, G. Bellefleur, and B. Milkereit. Seismic modeling of the multidimensional heterogeneity scales of Mallik gas hydrate reservoirs, Northwest Territories of Canada. *Journal of geophysical research*, 114(37) :B07306.1–B07306.22, 2009.
- J.-W. Huang, G. Bellefleur, and B. Milkereit. CSimMDMV : a parallel program for stochastic characterization of multi-dimensional, multi-variant, and multi-scale distribution of heterogeneous reservoir rock properties from well log data. *Computers and Geosciences*, 37 : 1763–1776, 2011.
- T. Inks, M.W. Lee, D.J. Taylor, T.S. Collett, and M.V. Zyrianova. Seismic prospecting for gas-hydrate and associated free-gas prospects in the Milne Point area of northern Alaska. *AAPG Memoir 89*, pages 541–554, 2009.
- M.E. Johnson. *Multivariate Statistical Simulation*. Wiley, New York, 1987.
- M.C. Jones, J.S. Marron, and S.J. Sheather. A brief survey of bandwidth selection for density estimation. *Journal of the American Statistical Association*, 91(433) :401–407, 1996.
- A. Journel. Nonparametric estimation of spatial distribution. *Mathematical Geology*, 15(3) : 445–468, 1983.
- A. Journel and J.J. Gomez Hernandez. Stochastic imaging of the Wilmington clastic sequence. *SPE Journal*, (19857), 1989.
- R.L. Kleinberg, C. Flaum, and T.S. Collett. *Magnetic resonance log of JAPEX/JNOC/ GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well : gas hydrate saturation, growth habit, and relative permeability*. In : Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. (ed.) S.R. Dallimore and T.S. Collett, Geological Survey of Canada, Bulletin 585, 2005.
- B. Kowalsky. Feasibility of monitoring gas hydrate production with time-lapse VSP. *SPE Journal*, 2010.
- K.A. Kvenvolden. Gas hydrates – Geological perspective and global change. *Reviews of Geophysics*, 31 :173–187, 1993.

- P. Lamy, P.A. Swaby, P.S. Rowbotham, O. Dubrule, and A. Haas. From seismic to reservoir properties. using geostatistical inversion. In *SPE Offshore Europe Conference Proceedings*, pages 69–79, 1999.
- A.L. Larsen, M. Ulvmoen, H. Omre, and A. Buland. Bayesian lithology/fluid prediction and simulation on the basis of Markov-chain prior model. *Geophysics*, 71(5) :R69–R78, 2006.
- G. Le Loc'h, H. Beucher, A. Galli, B. Doligez, and Heresim group. Truncated plurigaussian method : theoretical and practical points of view. In *Geostatistics Wollongong '96*, volume 1, pages 211–222, 1997.
- M. Le Ravalec-Dupin. *Inverse stochastic modeling of flow in porous media : applications to reservoir characterization*, volume 1. IFP Publications, 2005.
- M. Le Ravalec-Dupin. Pilot Block method methodology to calibrate stochastic permeability fields to dynamic data. *Mathematical Geosciences*, 42(2) :164–185, 2010.
- M. Le Ravalec-Dupin, B. Noetinger, and L.Y. Hu. The FFT moving average (FFT-MA) generator : an efficient numerical method for generating and conditioning gaussian simulations. *Mathematical Geology*, 32 :701–723, 2000.
- M. Le Ravalec-Dupin, L.Y. Hu, and B. Noetinger. Stochastic reservoir modeling constrained to dynamic data : local calibration and inference of the structural parameters. *SPE Journal*, March 2001.
- M. Le Ravalec-Dupin, G. Enchery, A. Baroni, and S. Da Veiga. Preselection of reservoir models from a geostatistics-based petrophysical seismic inversion. *SPE Evaluation and Engineering*, October :612–620, 2011.
- M.W. Lee. In-situ gas hydrate saturation estimated from various well logs at the Mount Elbert gas hydrate stratigraphic test well, Alaska North Slope. *Marine and Petroleum Geology*, 28(2) :439–449, 2011.
- R. O. Lindseth. Synthetic sonic logs - A process for stratigraphic interpretation. *Geophysics*, 44(1) :3–26, 1979.
- S. Lu and G. A. McMechan. Estimation of gas hydrate and free gas saturation, concentration, and distribution from seismic data. *Geophysics*, 67 :582–593, 2002a.
- S. Lu and G. A. McMechan. Estimation of free gas hydrate and free gas saturation, concentration, and distribution from seismic data. *Geophysics*, 67(2) :582–593, 2002b.
- Y.F. Makogon. Natural gas hydrates – A promising source of energy. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2 :49–59, 2010.

- H. Mata-Lima. Evaluation of the objective functions to improve production history matching performance based on fluid flow behaviour. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78 :42–53, 2011.
- G. Matheron. The intrinsic random functions and their applications. *Advances in Applied Probability*, 5 :439–468, 1973.
- G. Matheron, H. Beucher, H. de Fouquet, A. Galli, D. Gerillot, and C. Ravenne. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoirs. *SPE Journal*, (6753), 1987.
- G. Mavko, T. Mukerji, and J. Dvorkin. *The Rock Physics Handbook*. Cambridge University Press, 1998.
- G. Mavko, T. Mukerji, and J. Dvorkin. *The Rock Physics Handbook : Tools for seismic analysis of porous media*. Cambridge University Press, 2nd edition, 2009.
- M. D. Max. *Natural gas hydrates in oceanic and permafrost environments*. Kluwer Academic Publishers, 2000.
- G. McLachlan and K.E. Basford. *Mixture Models : Inference and Applications to Clustering*. Marcel Dekker, New York, 1988.
- B.E. Medioli, N. Wilson, S.R. Dallimore, D. Paré, P. Brennan-Alpert, and H. Oda. *Sedimentology of the cored interval, JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production well, Mackenzie Delta, Northwest Territories*. In : Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. (ed.) S.R. Dallimore and T.S. Collett, Geological Survey of Canada, Bulletin 585, 2005.
- G. Moridis, T.S. Collett, M. Pooladi-Darvish, S. Hancock, C. Santamarina, R. Boswell, T. Kneafsey, J. Rutqvist, B. Kowalsky, M.T. Reagan, E.D. Sloan, A.K. Sum, and C.A. Koh. Challenges, uncertainties and issues facing gas production from gas hydrate deposits. *SPE Evaluation and Engineering*, 2011.
- D. Moulière. *Intégration d'informations sismiques pour la modélisation de réservoirs*. PhD thesis, École des mines de Paris, 1998.
- R. Moyen and P. Doyen. Reservoir connectivity uncertainty from stochastic seismic inversion. In *79th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2378-2381*, 2009.
- T. Mukerji, A. Jorstad, P. Avseth, G. Mavko, and J.R. Granli. Mapping lithofacies and pore-fluid probabilities in a north sea reservoir : Seismic inversions and statistical rock physics. *Geophysics*, 66(4) :988–1001, 2001.

- G. Naevdal, L. M. Johnsen, S.I. Aanonsen, and E. Vefring. Reservoir monitoring and continuous model updating using the ensemble Kalman filter. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (SPE 84372)*, 2003.
- NETL. Cost and performance baseline for fossil energy plants. *Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity Final Report*, 1, 2007.
- E. Parzen. On estimation of a probability density function and mode. *Annals of Mathematical Statistics*, 33 :1065–1076, 1962.
- P. Renard, G. Le Loc'h, E. Ledoux, G. De Marsily, and R. Mackay. A fast algorithm for the estimation of the equivalent hydraulic conductivity of heterogeneous media. *Water Resources Research*, 36(12) :3567 – 3580, 2000. ISSN 0043-1397. URL <http://dx.doi.org/10.1029/2000WR900203>.
- M. Riedel, G. Bellefleur, and S.R. Dallimore. Amplitude and frequency anomalies in regional 3D seismic data surrounding the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 research site. *Geophysics*, 71(6) :B183–B191, 2006.
- M. Riedel, G. Bellefleur, S. Mair, T. Brent, and S.R. Dallimore. Acoustic impedance inversion and seismic reflection continuity analysis for delineating gas hydrate resources near the Mallik research sites, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. *Geophysics*, 74(5) : B125–B137, 2009.
- J. A. Ripmeester and C. I. Ratcliffe. Low temperature CP/MAS ^{13}C NMR of solid methane hydrate : Structure, cage occupancy and hydration number. *Journal of Physical Chemistry*, 97 :337–339, 1988.
- M. Rosenblatt. Remarks on some nonparametric estimates of a density function. *Annals of Mathematical Statistics*, 27 :832–837, 1956.
- B. H. Russell. *Introduction to seismic inversion methods*. Society of Exploration Geophysicists, 1988.
- A. Sakai. *Velocity analysis of vertical seismic profile (VSP) survey at JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 gas hydrate research well, and related problems for estimating gas hydrate concentration*, pages 323–340. In : Scientific Results from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 Gas Hydrate Research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. (ed.) S.R. Dallimore, T. Uchida, and T.S. Collett, Geological Survey of Canada, Bulletin 544, 1999.
- C. Scheidt and J. Caers. Representing spatial uncertainty using distances and kernels. *Mathematical Geosciences*, 41 :397–419, 2009.

- A. Seiler, G. Evensen, J.-A. Skjervheim, J. Hove, and J.G. Vabo. Advanced reservoir management workflow using an EnKF based assisted history matching method. In *SPE Reservoir simulation symposium, Woodlands, Texas, USA, 2-4 February, 2009*.
- S. Shahraeeni and A. Curtis. Fast probabilistic nonlinear petrophysical inversion. *Geophysics*, 76(2) :E45–E58, 2011.
- S. Shahraeeni, A. Curtis, and G. Chao. Fast probabilistic petrophysical mapping of reservoirs from 3D seismic data. *Geophysics*, 77(3) :O1–O19, 2012.
- R. T. Shuey. A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics*, 50(4) :609–614, 1985.
- B. W. Silverman. *Density Estimation for Statistics and Data Analysis*. Chapman & Hall, New York, 1986.
- J.-A. Skjervheim, G. Evensen, S.I. Aanonsen, B. O. Ruud, and T.A. Johansen. Incorporating 4D seismic data in reservoir simulation models using ensemble Kalman filter. *SPE Journal*, 12(3) :282–292, 2005.
- J.-A. Skjervheim, G. Evensen, J. Hove, and J.G. Vabo. An Ensemble smoother for assisted history matching. In *SPE Reservoir simulation symposium, Woodlands, Texas, USA, 2-4 February, 2011*.
- K. Spikes, T. Mukerji, J. Dvorkin, and G. Mavko. Probabilistic seismic inversion based on rock-physics models. *Geophysics*, 72(5) :R87–R97, 2007.
- S. Strebelle. *Sequential simulation drawing structures from training image*. PhD thesis, Stanford University, 2000.
- S. Strebelle. Conditional simulation of complex geological structures using multiple-point statistics. *Mathematical Geology*, 34(1) :1–21, 2002.
- T. Takayama, M. Nishi, T. Uchida, K. Akihisa, F. Sawamura, and K. Ochiai. *Gas hydrates saturation analysis using density and nuclear magnetic-resonance logs from the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 has hydrate production research well*. in : Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. (ed.) S.R. Dallimore and T.S. Collett, Geological Survey of Canada, Bulletin 585, 2005.
- M. Ulvmoen, H. Omre, and A. Buland. Improved resolution in bayesian lithology/fluid inversion from prestack seismic data and well observations : Part 2 - real case study. *Geophysics*, 75(2) :B73–B82, 2010.
- M. P. Wand and M. C. Jones. *Kernel Smoothing, CRC Monographs on Statistics & Applied Probability*. Chapman & Hall, New York, 1995.

- J.F. Wright, M. Uddin, S.R. Dallimore, and D. Coombe. Mechanisms of gas evolution and transport in a producing gas hydrate reservoir : an unconventional basis for successful history matching of observed production flow data. *Proceedings of the 7th International Conference on Gas hydrates (ICGH 2011), Edinburgh, Scotland, United Kingdom, July 17-21, 2011.*
- Ö. Yilmaz. *Seismic data analysis*. Society of Exploration Geophysicists, 2001.
- J. Zuber. *Estimation non paramétrique d'une fonction de densité*, chapter 7. École Polytechnique Fédérale de Lausanne, 1999.