

# BENITO GARCIA MORALES Marta

Non stationarité dans les modèles de type booléen: Application à la simulation d'unités sédimentaires

---

## Résumé de thèse:

Les enjeux économiques de l'industrie pétrolière imposent un important besoin de décrire la structure géologique des réservoirs d'hydrocarbures et des caractéristiques pétrophysiques des roches qui les constituent. La modélisation des réservoirs consiste à construire des modèles numériques qui représentent les hétérogénéités dans le réservoir à différentes échelles. Le **schéma booléen** est un modèle très utilisé pour établir un modèle lithologique de l'architecture interne du réservoir, que ce soit à l'échelle d'une unité génétique ou à l'échelle granulométrique à l'intérieur de ce dernier. Ce modèle présente néanmoins un problème important lors de son application à la modélisation de réservoirs présentant une distribution **non stationnaire** des lithofaciès qui les composent.

Les **proportions** de ces lithofaciès fournissent une information sur leur distribution spatiale et constituent un outil très efficace pour détecter la présence d'une non stationnarité. Elles permettent de quantifier l'information géologique des dépôts et constituent ainsi une importante contrainte à respecter pour obtenir des simulations géologiquement réalistes.

Dans cette thèse, nous avons intégré dans le modèle booléen cette information contenue dans les proportions. Le problème abordé est l'**inférence des paramètres** du modèle à partir des proportions. Deux aspects ont été traités. D'une part, la définition du problème d'inférence du point de vue théorique, en établissant le rapport entre les variables expérimentales et les paramètres constitutifs du modèle. D'autre part, le développement d'un outil informatique opérationnel permettant d'automatiser le passage entre les données de proportion et les paramètres du modèle.

Nous proposons une méthode d'inférence, basée sur un processus de **déconvolution**, qui permet d'introduire l'information des proportions dans le modèle et ainsi de reproduire dans les simulations une distribution non stationnaire des hétérogénéités de l'unité sédimentaire. Ces simulations respectent ainsi par construction la distribution latérale et verticale des proportions dans l'unité de même que la valeur moyenne globale de la proportion sur tout le volume étudié. Celle-ci est associée à des paramètres pétrophysiques telle que la porosité, et il est important de la retrouver dans les simulations.

---

## Summary:

Given the important economic stakes involved in the oil industry, there is a real need for a description of the geological structure of oil reservoirs and of the petrophysical properties of the constituting rocks. Reservoir modelling consists in making up numerical models representing the heterogeneities of the reservoir at different scales. The **Boolean model** is frequently used to design a lithological model of the reservoir internal architecture both at the scale of the genetic unit and at the granulometric scale inside the reservoir. However, Boolean models present a major problem when applied to the modelling of reservoirs having a **non stationary distribution** of their constituting lithofacies.

**Lithofacies proportions** give information about the spatial distribution of these lithofacies. They are an efficient tool for detecting a non stationarity. They also make it possible to quantify the geological information of the deposits. They are therefore an important constraint to respect in order to obtain simulations that are geologically realistic.

In this work, we have integrated into the Boolean model the information contained in the proportions. The problem to be solved is the **inference of the model parameters**. Two aspects have been considered. First, we have defined the inference problem from a theoretical point of view by establishing the relationship between experimental information and the model parameters. Secondly, we have implemented a computing tool to automatically pass from the proportion data to the model parameters.

To do that, we propose a method of inference based on a **deconvolution process**. This method enables us to introduce the information of the proportions in the Boolean model. As a result, simulations can reproduce a non stationary distribution of the heterogeneities in the sedimentary unit. By construction, these simulations then respect the lateral and vertical distribution of the proportions into the unit as well as the global mean value of the proportion over the studied volume. As this global value is related to petrophysical parameters, it is important to recover it in simulations.

## Keywords:

Boolean model, facies, geostatistics, non stationarity, parameters inference, proportions, reservoir, simulation, stochastic.

---

## Resume

La industria del petróleo pone en juego importantes intereses económicos que necesitan de una correcta descripción de la estructura geológica de los yacimientos de hidrocarburos y de las propiedades petrofísicas de las rocas que los constituyen. La modelización de yacimientos consiste en construir modelos numéricos que representen las heterogeneidades de dichos yacimientos a distintas escalas. El **modelo booleano** es un punto de referencia para la determinación de un modelo litológico de la arquitectura interna del yacimiento, a la escala tanto de la unidad genética como granulométrica en su interior. Este modelo presenta sin embargo una dificultad importante en cuanto a su aplicación a la modelización de yacimientos que muestran una distribución **no estacionaria** de las litofacies que los constituyen.

Las **proporciones** de estas litofacies aportan una información relativa a su distribución espacial siendo un instrumento muy eficaz para determinar la presencia de una no estacionariedad. Permiten también cuantificar la información geológica de los depósitos y constituyen así una condición importante que respetar para obtener simulaciones geológicamente realistas.

En esta tesis hemos integrado la información de las proporciones en el modelo booleano. La cuestión abordada ha sido la **inferencia**, a partir de estas proporciones, **de los parámetros** del modelo. Se han tratado dos aspectos: por un lado, la definición teórica del problema de inferencia y de la relación que existe entre las variables experimentales y los parámetros del modelo; por otro lado, se ha desarrollado un proceso informático operacional que permite la automatización del paso entre los datos de proporción y los citados parámetros.

Hemos propuesto un método de inferencia, basado en un **proceso de deconvolución**, que permite introducir la información de las proporciones en el modelo y que puede, de esta manera, reproducir en las simulaciones una distribución no estacionaria de las heterogeneidades en la unidad sedimentaria. Estas simulaciones respetan así, por construcción, la distribución lateral y vertical de las proporciones en la unidad así como el valor de proporción global medio en el volumen estudiado. Este valor medio está asociado a ciertas características petrofísicas de las rocas y es por ello una condición importante que las simulaciones deben respetar.