

# Éditorial

## MISE À L'ÉCHELLE DES ÉCOULEMENTS DANS DES RÉSERVOIRS PÉTROLIERS

Une des grandes difficultés des études de gisements est la très grande disparité des échelles rencontrées. Qu'y a-t-il de commun entre l'information fournie par une lame mince étudiée par le géologue, et la description à très grande échelle proposée par le même géologue à partir d'une interprétation de la sismique, dès lors qu'il s'agit de décrire un bassin sédimentaire de plusieurs centaines, voire milliers de kilomètres d'extension ? Ces contrastes considérables d'échelles d'espace et de temps ont longtemps eu pour conséquence de cloisonner très étroitement les différentes disciplines. En effet, le même objet naturel vu à des échelles différentes nécessite bien souvent des concepts, si ce n'est un vocabulaire, totalement spécifiques liés au niveau de description retenu. Ainsi, une roche réservoir poreuse ne sera pas décrite de la même manière par une personne s'intéressant aux détails microscopiques de sa structure, que par un ingénieur de réservoir désireux d'estimer rapidement les réserves récupérables du gisement.

Il est pourtant reconnu par les opérateurs pétroliers que l'emploi d'un *modèle de terre partagé* améliore considérablement la fiabilité des descriptions du gisement. Dans les compagnies pétrolières, de telles études sont effectuées par les équipes intégrées, où cohabitent des géologues, géophysiciens et ingénieurs de gisement. Ces spécialistes échangent et partagent les données correspondant à ces différents niveaux de description. Ceci permet de tester et de valider, par croisement, des hypothèses relatives à l'architecture interne du gisement, tant géologique que pétrophysique, et de mettre en évidence les points et données clés dont la détermination est critique pour aboutir à un scénario d'exploitation optimale : *récupérer le plus d'huile possible, au moindre coût, au moindre risque pour l'opérateur et pour l'environnement.*

L'outil de base permettant de traduire plus quantitativement ces correspondances entre niveaux de description est constitué par l'ensemble des techniques de changement d'échelle. Celles-ci permettent précisément de passer d'un niveau de description à l'autre et s'enrichissent alors mutuellement. Une approche purement déductive inspirée de la physique statistique — où les lois de la mécanique la plus microscopique (physique quantique) fournissent, après prise de moyenne, les outils de description de l'échelle supérieure — semble irréaliste dans le domaine des géosciences. En effet, la palette de phénomènes mis en jeu et de non-linéarités rétroagissant les unes sur les autres est très riche. On peut tout au plus s'en inspirer au niveau de l'outillage conceptuel et pratique. Ainsi, la notion de « diagramme de phase » permettant de prévoir *a priori* un régime d'écoulement en milieu poreux — décrit lui-même par un certain type d'équation à grande échelle en fonction des valeurs de certains paramètres qui deviennent alors pertinents — est-elle très utile pour évaluer des risques.

De même, les techniques de calcul de paramètres effectifs issues des *théories mathématiques d'homogénéisation* sont utiles pour disposer d'outils de calcul rapides, rigoureux et fiables. L'importance de ces outils est encore plus grande lorsque l'on cherche à estimer des incertitudes, en prenant en compte l'information incomplète dont on dispose pour décrire un objet souterrain insaisissable par nature.

Dans ce contexte, les idées issues des techniques physiques de *renormalisation* rejoignent des techniques de filtrage (*Large Eddy Simulation, LES*) employées en dynamique des fluides numérique et en description de la turbulence. Le principe consiste à estimer l'influence des détails de l'échelle fine — que l'on désire moyenniser — sur les grandes échelles. On peut ainsi faire apparaître un comportement nouveau du système à grande échelle, comme l'amplification de non-linéarités par l'hétérogénéité, décrit par des équations de transport dont la forme est qualitativement différente des équations gouvernant les processus à petite échelle.

C'est en ce sens que ce problème de mise à l'échelle peut être considéré comme générique, et débordant largement du cadre de l'exploration-production auquel nous nous restreignons volontairement.

Il est raisonnable de penser que la discipline se trouve actuellement en phase de maturité, en un point de rencontre de plusieurs spécialités qui progressent très rapidement. De grandes avancées sont à prévoir dans ce domaine dans un futur proche, par ensemencement croisé de ces spécialités.

C'est cette conviction qui a prévalu à l'élaboration de ce dossier de *OGST - Revue de l'Institut Français du Pétrole*, consacré à la mise à l'échelle.

En premier lieu, l'article de revue de B. Nøttinger et G. Zargar rappellera les enjeux de la mise à l'échelle, en se concentrant davantage sur la philosophie sous-tendant des recherches en cours à l'*IFP* ou ailleurs, que sur des résultats très précis disponibles dans des articles de revues spécialisées.

Ensuite, l'article de L.Y. Hu et M. Le Ravalec-Dupin introduira la problématique, en présentant le type de description probabiliste actuellement utilisée par les géologues et les ingénieurs de réservoir.

L'article de D. Ding fera le point sur la mise à l'échelle au voisinage de singularités, en l'occurrence les puits, qui requièrent des méthodes spécifiques.

Y. Gautier et B. Nøttinger montreront des exploitations possibles de techniques de mise à l'échelle pour résoudre des problèmes inverses, à savoir, estimer les paramètres d'un modèle connaissant les variations de la pression au puits.

Enfin, l'article de V. Artus et B. Nøttinger fera le point sur la mise à l'échelle des écoulements diphasiques, où les non-linéarités et le couplage entre les hétérogénéités et le développement d'instabilités peuvent conduire à des résultats inattendus.

Benoît Nøttinger

*Direction Ingénierie de réservoir  
Institut français du pétrole*

Thierry Gallouët

*Directeur du Laboratoire d'Analyse, Topologie, Probabilités  
Centre de Mathématiques et Informatique  
Université de Provence  
Expert auprès du Conseil scientifique de l'IFP*

# Editorial

## UPSCALING OF FLUID FLOW IN OIL RESERVOIRS

One of the major difficulties in the study of reservoirs is the very great disparity of the scales encountered. What can there be in common between information furnished by a thin slide studied by a geologist, and the description on a very large scale proposed by the same geologist from an interpretation of seismic data, where the problem is to describe a sedimentary basin over a range of several hundreds, indeed thousands of kilometres? This substantial contrast in space and time scales was for a long time the source of a very narrow compartmentalisation of the different disciplines involved. In fact, the same natural object, studied at different scales, often necessitates concepts, indeed a vocabulary, specific to the chosen level of description. Thus, a porous reservoir rock will not be described in the same manner by someone interested to the microscopic details of the structure, as by a reservoir engineer who wants to estimate quickly the recoverable reserves of the reservoir.

It is nevertheless recognised by oil operators that the use of a *Shared Earth Model* considerably improves the reliability of reservoir descriptions. In the oil companies, such studies are carried out by integrated teams, in which geologists, geophysicists and reservoir engineers work together. These specialists exchange and share the data corresponding to the different levels of description. This allows testing and validation, by confronting the hypotheses relating both to the geological architecture and to the internal petrophysical structure of the reservoir, and the identification of key features and data that will be critical to the development of an optimal exploitation scenario: *recovering the most oil possible, at the lowest cost, to the lowest risk for the operator and for the environment.*

The basic tools allowing more quantitative connections between description levels are *upscaling techniques*, that allow one to pass precisely from one level of description to another, enabling mutual enrichment between the descriptions at different scales. A purely inferential approach, inspired by statistical physics in which the laws of mechanics at the more microscopic (quantum physics) level are averaged to give the rules for a description at the larger scale, seems unrealistic in the geosciences, given the diversity of phenomena in play, and of nonlinear relationships interacting with one another. The best one can do is to take inspiration from this concept in defining the conceptual and practical tools: for instance, risk evaluation can be aided by the notion of a “phase diagram”, allowing *a priori* prediction of the flow regime in porous media to be described by an equation based of certain parameters that become relevant at large scales.

Similarly, techniques for calculating effective parameters, derived from *mathematical homogenisation theories*, are useful to define methods for quicker, more accurate and more reliable calculations. The importance of these tools is even greater when one tries to estimate uncertainties, taking into account the incomplete nature of the information available to describe an underground object that is by nature physically untouchable.

In this context, ideas coming from *renormalisation* techniques in physics can be integrated with filtering techniques (*Large Eddy Simulation, LES*) used in Computational Fluid Dynamics and in

the description of turbulence. The idea consists in estimating the influence of the fine-scale details that one wishes to average over a larger scale: one can thus bring to light new large scale behaviour of the system, such as amplification of nonlinearity due to fluctuations, described by transport equations whose characteristics are different from those of the equations governing the processes at small scales. In this sense, the problem of upscaling can be considered as generic, of much wider interest than the field of exploration-production, to which we voluntarily restrict ourselves here.

It is reasonable to think that the discipline is currently in a phase of maturity, at the crossroads of several areas of expertise that are making very fast progress. Important advances are foreseeable in the field in a near future, by cross-fertilisation of these specialities.

It is this perception of the subject that inspired the dossier in this issue of *OGST - Revue de l'Institut Français du Pétrole* devoted to upscaling.

The review by B. Nøtinger and G. Zargar will examine the problems addressed in upscaling, concentrating more on the philosophy underlying research in progress at *IFP* and in other research groups, rather than on the very detailed results available in specialised journals.

The article by L.Y. Hu and M. Le Ravalec-Dupin will then describe the context, illustrating the type of probabilistic description currently used by geologists and reservoir engineers.

The contribution by D. Ding considers the case of upscaling close to singularities, in this case the wells, requiring the use of specific methods.

Y. Gautier and B. Nøtinger will show us how one can use upscaling techniques to solve inversion problems, in particular to estimate the model parameters from variations in well pressure.

Finally, an article by V. Artus and B. Nøtinger will review upscaling of two phase flow, where nonlinearity and coupling between fluctuations and the development of instabilities can lead to unexpected results.

Benoît Nøtinger

*Associate Research Director  
Reservoir Engineering Division  
Institut Français du Pétrole*

Thierry Gallouët

*Director, Laboratory "Analyse, Topologie, Probabilités"  
Centre de Mathématiques et Informatique  
Université de Provence  
Expert contributor to IFP Scientific Board*