



HAL
open science

Editorial

F. Delprat-Jannaud

► **To cite this version:**

F. Delprat-Jannaud. Editorial. Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles, 2007, 62 (2), pp.119-122. 10.2516/ogst:2007010 . hal-02005649

HAL Id: hal-02005649

<https://ifp.hal.science/hal-02005649>

Submitted on 4 Feb 2019

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Éditorial

La Rencontre Scientifique organisée par l'IFP en avril 2006 a permis de faire le point sur les « Méthodes quantitatives pour la caractérisation des réservoirs – Avancées en géophysique et ingénierie de réservoir pour l'intégration des données et l'estimation des incertitudes ». Nous avons rassemblé dans ce numéro spécial de *Oil & Gas Science and Technology – La Revue de l'IFP* les papiers que certains auteurs ont bien voulu rédiger pour synthétiser leurs présentations.

L'optimisation de la production d'un réservoir d'hydrocarbures est un enjeu considérable pour l'industrie pétrolière et gazière. Les exemples de gisements taris à la suite de choix hâtifs dans la stratégie d'exploitation qui se sont finalement révélés désastreux ne manquent pas. Plus généralement, tenter d'extraire le maximum d'huile ou de gaz en place apparaît stratégique à une époque où les réserves s'amenuisent : accroître la capacité de production est en effet un moyen pour satisfaire la demande croissante de pétrole et de gaz, et retarder le déclin annoncé de la production.

Optimiser la production d'un réservoir à coût minimal et risque minimal est aujourd'hui un défi auquel est confronté l'ensemble des unités d'E&P. Le problème n'est pas simple : en effet, une gestion optimale dépend de l'organisation spatiale des propriétés pétrophysiques du réservoir, laquelle est fondamentalement mal connue. L'idée a donc germé très tôt de tenter d'exploiter les données de production pour appréhender les propriétés du réservoir : porosité, perméabilité, saturation, etc. Mais, le caractère hétérogène des réservoirs rend très complexe la physique des écoulements. De plus les données de production ne fournissent que des indices bien minces sur les paramètres qui gèrent la dynamique d'un système très complexe. Ces deux constats laissent présager des difficultés de la tâche.

Dans ce contexte, il apparaît naturel de faire appel à un très large éventail de mesures et d'informations susceptibles de renseigner sur le réservoir. Une première démarche consiste à obtenir l'information pétrophysique sur les couches constitutives du réservoir par l'étude d'analogues visibles à l'affleurement. Par ailleurs, les méthodes modernes de la sismique réflexion, et notamment la sismique 4D, peuvent contribuer à une meilleure description du réservoir et de sa dynamique. Reste à faire interférer ces informations pour en déduire un modèle cohérent du réservoir. Or, l'intégration de données de natures différentes et provenant de mesures renseignant sur des échelles différentes n'est pas un problème évident (voir les contributions de A. Stovas *et al.*, P. Nivlet *et al.*, et B. Doligez *et al.*). Pour cette intégration, le développement des techniques géostatistiques se trouve avoir joué un rôle essentiel. L'article de M. Le Ravalec-Dupin et L.Y. Hu ouvre de nouveaux horizons dans l'utilisation des méthodes géostatistiques pour le calage d'historique (history matching dans le jargon métier).

La modélisation numérique des écoulements dans les réservoirs est aussi l'une des clés de voûte pour le succès de la démarche. La modélisation de phénomènes d'une telle complexité demande, bien évidemment, des temps de calcul considérables. Les techniques d'homogénéisation visent à simplifier ces calculs tout en conservant une précision acceptable compatible avec la qualité des données du problème. M.J. King, et S. Oladyskhin *et al.* nous exposent les dernières percées dans ce domaine.

Le but ultime est, non seulement de prédire la production d'un réservoir pour une stratégie d'exploitation donnée, mais aussi de quantifier les incertitudes associées à la prévision : sans les incertitudes, la prédiction a peu d'intérêt. Les travaux de C. Scheidt *et al.*, et D. Erbas et

M. Christie donnent une idée de la difficulté du problème. Bien entendu il faut préalablement avoir estimé les incertitudes associées aux différentes données intervenant dans le problème, sujet lui aussi difficile et abordé dans les articles de P. Nivlet, B. Doligez *et al.*, Y. Zhao *et al.*, et K.D. Stephen.

Les avancées scientifiques et techniques réalisées ces dernières années passent très rapidement au banc d'essai sur le terrain (B. Doligez *et al.*, P. Nivlet *et al.*, et S. Jenni *et al.*). Voilà un indice qui atteste du dynamisme de la communauté et de l'intérêt, manifesté par l'industrie de l'E&P, pour ces développements technologiques.

Cette Rencontre Scientifique a donc couvert un champ technologique très vaste dans lequel de nombreuses disciplines étaient représentées. Outre les exposés, les échanges de point de vue entre les représentants des différentes disciplines ont largement contribué au succès de la rencontre. Nous espérons que ces articles donneront au lecteur un aperçu intéressant, bien que partiel, de la conférence.

F. Delprat-Jannaud - *Direction Géologie-Géochimie-Géophysique - IFP*

P. Lailly - *Direction Géologie-Géochimie-Géophysique - IFP*

B. Noetinger - *Direction Ingénierie de réservoir - IFP*

Editorial

The IFP International Conference “Quantitative methods for reservoir characterization – Advances in geophysics and reservoir engineering for data integration and uncertainty assessment” held in April 2006 was a good opportunity for reviewing recent technical advances. This special issue of *Oil & Gas Science and Technology – La Revue de l’IFP* gathers the proceedings that some authors have accepted to write.

Optimization of hydrocarbon recovery is a crucial problem for the oil and gas industry. Examples of reservoirs that were wasted because of choices of the production management that turned out to be bad are not rare. More generally, enhancing recovery rates is a strategic issue in a context where oil and gas resources appear limited. Indeed boosting production capacity is a way to satisfy increasing oil and gas demand and to delay expected production decline.

Production optimization at minimal cost and minimal risk continues today to be a challenge in E&P units. However, this problem is far from being simple: an optimal production management depends on the spatial distribution of petrophysic properties of the reservoir which is to a large extent poorly known. Thus, reservoir engineers tried very early on to use production data to extract information on the reservoir properties: porosity, permeability, saturation, etc. However reservoir heterogeneity makes the physics of fluid flow very complex. In addition, production data give only sparse information on the parameters that control the dynamics of a very complex system. These two statements give us some insight into the difficulty of the task.

In this context, it is quite a natural idea to make use of a large range of data and information to describe the reservoir. A first approach consists in extrapolating geological information of the layers that constitute the reservoir from studies carried out on outcrops. In addition, modern reflection seismology and, more specifically, time lapse seismics, can help in the dynamic description of the reservoir. However, the problem remains to combine these pieces of information. Integration of data of different nature and defined on different support scales is not a trivial problem (A. Stovas *et al.*, P. Nivlet *et al.* and B. Doligez *et al.*). In our field the development of geostatistics has played a crucial role. The paper by M. Le Ravalec-Dupin and L.Y. Hu is a new step towards merging history matching and geostatistics.

Obviously, numerical modelling of fluid flow in reservoirs is another key element for the success of this approach. Of course, modelling such complex phenomena requires a tremendous computing effort. Homogenization techniques aim at reducing these computations while ensuring an acceptable accuracy. M.J. King, and S. Oladshkin *et al.* present the recent breakthroughs in this domain.

The ultimate goal is not only to predict reservoir production but also to quantify forecast uncertainties: without the associated uncertainties, the prediction is of little interest. The articles by C. Scheidt *et al.* and D. Erbas and M. Christie give an insight into some of the basic difficulties. Of course, this quantification requires having first estimated the uncertainties associated with the different data, another difficult problem addressed in the papers by P. Nivlet, B. Doligez *et al.*, Y. Zhao *et al.* and K.D. Stephen.

The technical and scientific advances have rapidly been evaluated on field data (B. Doligez *et al.*, P. Nivlet *et al.* and S. Jenni *et al.*). This shows the dynamism of our community and the interest of the exploration and production industry for these developments.

This Conference addressed quite a broad range of technical topics and many scientific disciplines were represented. Beside the talks, the exchanges between representatives of these disciplines contributed to a large extent to make this conference a success. We hope that this volume will give the reader a interesting insight of the conference.

F. Delprat-Jannaud - *Geology-Geochemistry-Geophysics Division - IFP*

P. Lailly - *Geology-Geochemistry-Geophysics Division - IFP*

B. Noetinger - *Reservoir Engineering Division - IFP*