



HAL
open science

Editorial

Pierre Bérest

► **To cite this version:**

Pierre Bérest. Editorial. Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles, 2014, 69 (7), pp.1135-1141. 10.2516/ogst/2014049 . hal-01933534

HAL Id: hal-01933534

<https://hal.science/hal-01933534v1>

Submitted on 23 Nov 2018

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.

Editorial

Pierre Bérest

Laboratoire de Mécanique des Solides, École Polytechnique
Member of the Editorial Board of OGST

For its issues, the *Oil & Gas Science and Technology – Revue d’IFP Energies nouvelles* most often gathers papers that were collected for a focused specific thematic dossier or selected from a conference organized by IFP Energies nouvelles. In this present issue, however, the papers are less unified, as they concern three distinct topics: low permeability reservoirs – fracturing – characterization; gas-storage reservoirs and drilling. These themes reminds us that even if energy transition comprises the focus of much scientific research, the production, transport, storage and delivery of liquid and gaseous hydrocarbons, which represent 60% of the world’s energy consumption, remains a critical part. From an economic perspective, increasing the recovery from oil or gas fields by even 1% is as important as all the efforts (duly) dedicated to renewable energies. During the 2014 annual US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, five of the six Keynote Addresses were dedicated to induced seismicity and fracturing of reservoirs, delegating to second rank all the other usual rock-mechanics topics: tunnels, dams, mines or nuclear-waste disposal. This certainly reflects the significance of oil and shale production in the US at this moment; it is also a clear sign of the permanence, in a discipline whose concerns are much broader, of the research devoted to oil production.

The first topic, low permeability reservoirs – fracturing – characterization, is represented by five papers. Two are dedicated to classical themes: the modeling of information collected through logs in a borehole for the characterization of natural-fracture density; and the relation between static and dynamic modeling of a reservoir. Three papers concern low-permeability rocks: laboratory measurement; unsteady flow modeling of shale gas; and estimating oil reserves with a reservoir model.

In their paper “*Integration of Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System, Neural Networks and Geostatistical Methods for Fracture Density Modeling*”, using the example of the Asmari reservoir in Iran, **A. Ja’fari**, **A. Kadkhodaie-Ilkhchi**, **Y. Shargi** and **M. Ghaedi** examine correlation techniques between fracture densities obtained from image logs and conventional well-log data (sonic, deep resistivity, neutron porosity and bulk density logs). They use geostatistical methods and artificial intelligence tools (neural network, adaptative neuro-fuzzy inference systems) to model fracture density.

In the paper “*Investigation of Primary Recovery in Low-Permeability Oil Formations: A Look at the Cardium Formation, Alberta (Canada)*”, Authors **S.M. Ghaderi**, **C.R. Clarkson** and **D. Kaviani** discuss oil production from the Cardium formation in Alberta. Recovery has been relatively low, as the permeability of a large part of the field is smaller than one milliDarcy. However, multi-fractured horizontal wells open broader perspectives. A simulator calibrated against available production data allows comparing multiple scenarios in which five design factors are varied to optimize oil production both in the short and long terms (5 and 20 years, respectively). Several factors can be varied during the same run, and their possible interactions can be analyzed.

In the paper “*Assessing the Permeability in Anisotropic and Weakly Permeable Porous Rocks Using Radial Pulse Tests*” by **R. Giot**, **A. Giraud** and **C. Auvray**, a test performed on a hollow

cylinder cut from a tight rock whose permeability is transversally anisotropic is described. Similar to the pulse-test method, the testing method consists of applying a rapid pressure increase to the liquid contained in the central hole and measuring the transient pressure evolutions both in the hole and at the periphery of the sample. These evolutions are compared to the results of 3D numerical computations. The tests were performed on Meuse/Haute Marne argillite, a possible host rock for a nuclear waste disposal.

In the paper “*Shale Gas Pseudo Two-Dimensional Unsteady Seepage Pressure Simulation Analysis in Capillary Model*”, **L. Fengpeng**, **L. Zhiping**, **L. Zhifeng**, **Y. Zhihao** and **F. Yingkun** write of their attempt to model unsteady gas flow in a gas-shale formation, a rock whose porosity is exceedingly small. Nanopores are represented by capillary tubes and six factors: Darcy flow, Knudsen effect, slippage, gas desorption from the walls, diffusion within the organic matter and poroelastic coupling are taken into account. Numerical computations allow the relative significance of these various factors to be assessed.

In their paper “*A Step Forward to Closing the Loop between Static and Dynamic Reservoir Modeling*”, **M. Cancelliere**, **D. Viberti** and **F. Verga** propose an innovative workflow procedure to handle the uncertainties related to oil-field reserves and, more specifically, the uncertainties associated with facies distribution in a fluvial depositional environment. They show that a more reliable prediction of reservoir performance can be obtained when using multiple history-matched models rather than a single reference scenario.

The second topic is the underground storage of natural gas in salt caverns or depleted reservoirs. Despite recent fluctuations in natural gas markets, underground storage global capacity, driven by new actors and the needs of a more flexible market, steadily increases by 5% per year. Miscellaneous issues are discussed: sour-gas injection in a depleted reservoir in Iran; a methodology for optimizing the performance of a gas-storage cavern field under the constraint of limiting cavern volume loss; and the numerical modeling of a blow-out in a gas storage cavern — a rare occurrence, less severe and easier to compute than a blow-out in a production well.

Authors **R. Azin**, **R. Malakooti**, **A. Helalizadeh** and **M. Zirrahi** suggest in the paper “*Investigation of Underground Sour Gas Storage in a Depleted Gas Reservoir*” an innovative method for gas storage in a depleted reservoir in Iran. In sharp contrast to ordinary underground gas storage facilities, sour (instead of sweetened) gas is injected, avoiding a costly treatment before injection. In addition, gas is stored in a depleted fractured gas-condensate reservoir, enhancing condensate recovery through gas cycling.

In the paper “*Method for Simulation and Optimization of Underground Gas Storage Performance*”, **K. Wojdan**, **B. Ruszczycski**, **D. Michalk** and **K. Swirski** discuss, a numerical tool dedicated to the economical optimization of a gas-storage cavern field, especially with regard to the gas withdrawal flow rate. This is considered regarding several constraints, among which is minimization of the cavern volume-loss rate due to salt creep.

The paper “*Blowout in Gas Storage Caverns*” by **H. Djizanne**, **P. Bérest**, **B. Brouard** and **A. Frangi** proposes a model of a blow-out from a gas storage cavern. Such an accident is not frequent; a relatively simple model allows predicting the main thermo-dynamical parameters of the gas expelled at the wellhead and the total duration of the blow-out.

Drilling is the third topic of this issue. Two papers are dedicated to laboratory measurement of mud viscosity and to prediction of the flow rate of mud loss in steeply folded structures.

The paper “*Pre-Spud Mud Loss Flow Rate in Steeply Folded Structures*” by **Z. Wang**, **B. Sun** and **K. Ke** is dedicated to the prediction of mud-loss flow rates before spudding in fractured and steeply folded structures in China. The geometrical and hydraulic parameters of the fractures crossed during drilling are predicted through FEM computations which, for describing rock mass behavior, take into account fracture distribution and both the paleotectonic and current stress fields.

In the paper “*Combined Effect of Pressure and Temperature on the Viscous Behaviour of All-Oil Drilling Fluids*”, **J. Hermoso**, **F. Martinez-Bosa** and **C. Gallegos** studied the rheological behavior of two oil-based drilling fluids in the context of high-pressure and high-temperature environments. They prove that non-conventional rheometer geometries (helical ribbon) are useful in such

a context and suggest rheological models of the two studied oils based on composition and test results.

The reader interested in hydrocarbon production and storage will enjoy the technical journey through the variety of related topics offered by the present issue of the *Oil & Gas Science and Technology Revue d'IFP Energies nouvelles*.

Éditorial

Pierre Bérest

*Laboratoire de Mécanique des Solides, École Polytechnique
Membre du Comité Éditorial de OGST*

Les numéros d'*Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles* sont le plus souvent organisés autour d'un sujet thématique spécifique dans un dossier ou d'articles d'un colloque thématique organisé par IFP Energies Nouvelles. Ce numéro ne présente pas une unité aussi forte. Les articles qu'il rassemble relèvent de trois thématiques : réservoirs à faible perméabilité, stockages souterrains de gaz et forages. Cet ensemble rappelle que, si la transition énergétique est l'horizon de nombreuses recherches scientifiques actuelles, la production, le transport, la distribution et le stockage des hydrocarbures, qui représentent encore 60 % de la consommation énergétique mondiale, restent un enjeu décisif. Au plan économique, une amélioration de 1 % du taux de récupération dans les champs demeure, pour la recherche, un enjeu comparable à celui qui mobilise l'ensemble des efforts consentis, à juste raison, dans le domaine des énergies renouvelables. Lors du dernier Symposium américain de Mécanique des Roches, en juin 2004, cinq des six conférences plénières étaient consacrées à la sismicité induite et à la fracturation dans les réservoirs non-conventionnels, reléguant au second plan les autres thèmes usuels de la discipline, barrages, tunnels, mines ou stockage des déchets radioactifs. C'est évidemment un reflet de l'importance prise aux USA par l'exploitation des gaz et pétroles de schiste, mais c'est aussi le signe de la place centrale, dans une discipline à l'objet bien plus large, des thèmes liés à l'exploitation pétrolière.

Le premier thème, réservoirs à faible perméabilité-fracturation-caractérisation, fait l'objet de cinq publications. Deux articles sont consacrés à des thèmes classiques : modélisation des informations acquises en puits sur la densité de fractures naturelles ; et relation entre modélisations statique et dynamique d'un réservoir. Les trois autres concernent les faibles perméabilités des roches : mesure au laboratoire, lois de l'écoulement et estimation des réserves par un modèle de gisement.

En détail dans l'article « *Intégration de système d'inférence adaptative de neurone flou (ANFIS), de réseaux de neurones (NN) et de méthodes géostatistiques pour la modélisation de la densité de fractures* », **A. Ja'fari**, **A. Kadkhodaie-Ilkhchi**, **Y. Shargi** et **M. Ghaedi** examinent, sur l'exemple du réservoir d'Asmari en Iran, des techniques de corrélation quantitative entre densité de fractures obtenues par imagerie et données conventionnelles (sonic log, résistivité, porosité neutron, densité) en utilisant des outils d'intelligence artificielle (réseau de neurones, système d'inférence adaptative de neurones flous) et des méthodes géostatistiques.

Dans l'article « *Recherches sur la récupération primaire dans les formations de pétrole de faible perméabilité : étude de la formation de Cardium, Alberta (Canada)* », **S.M. Ghaderi**, **C.R. Clarkson** et **D. Kaviani** discutent l'exploitation de la formation Cardium en Alberta. Le taux actuel de récupération de l'huile est faible, la perméabilité d'une grande part du gisement étant inférieure au milliDarcy ; mais les forages horizontaux avec fractures multiples ouvrent de très bonnes perspectives. Un simulateur d'écoulement, calibré sur des données de production,

permet de comparer de nombreux scénarios qui sont fonction de cinq paramètres d'exploitation en vue d'optimiser la production à court et à long terme (5 ans et 20 ans) en utilisant une méthode dans laquelle plusieurs paramètres peuvent être simultanément variés et leurs interactions analysées.

Dans l'article « *Estimation de la perméabilité d'une roche anisotrope très faiblement perméable par pulse tests radiaux* », **R. Giot**, **A. Giraud** et **C. Auvray** ont conçu un essai de mesure des perméabilités d'une éprouvette cylindrique creuse taillée dans une roche dont la perméabilité est très faible et présente une anisotropie transverse. Inspiré de la méthode du pulse-test, cet essai consiste à appliquer un saut de pression au liquide contenu dans le trou central et à mesurer les évolutions transitoires des pressions à l'intérieur et à l'extérieur du cylindre. Les mesures sont alors calées sur les résultats d'un calcul numérique 3D. La méthode est appliquée à l'argilite de Meuse/Haute Marne, roche hôte possible d'un stockage de déchets radioactifs.

Dans l'article « *Analyse des instabilités d'une simulation pseudo-bidimensionnelle de la pression de filtration de gaz de schiste dans un modèle capillaire* », **L. Fengpeng**, **L. Zhiping**, **L. Zhifeng**, **Y. Zhihao** et **F. Yingkun** proposent un modèle de l'écoulement des gaz de schiste, une roche dont la porosité est extrêmement faible. Les nanopores sont représentés par des tubes capillaires et six facteurs, l'écoulement de Darcy, l'effet Knudsen, le glissement, la désorption aux parois, la diffusion à travers la matière organique et le couplage poro-élastique sont pris en compte. Des calculs numériques permettent d'apprécier l'importance relative de ces divers facteurs.

Dans l'article « *Un pas en avant pour boucler la boucle entre la modélisation de réservoir statique et dynamique* », **M. Cancelliere**, **D. Viberti** et **F. Verga** proposent un workflow innovant pour gérer les incertitudes qui affectent l'estimation des réserves d'un champ pétrolier et, plus particulièrement, celles qui résultent de la distribution des faciès dans un environnement de dépôts fluviatiles. Ils montrent qu'une meilleure prévision de la performance du réservoir peut être obtenue en utilisant des modèles multiples calibrés par history-matching plutôt qu'en utilisant un seul modèle de référence.

Le second thème est le stockage souterrain du gaz naturel, activité qui, malgré les aléas du marché du gaz, connaît à l'échelle mondiale une croissance régulière, de l'ordre de 5 % par an, du fait de l'entrée de nouveaux pays acteurs et des besoins de flexibilité du marché. Les sujets sont variés : injection en stockage de gaz acide proposée en Iran, optimisation de la gestion d'un site de stockage en cavité saline et calcul d'une éruption dans une cavité de stockage, un accident rare et moins sévère que l'éruption d'un puits de champ de production, mais aussi plus facilement modélisable.

En particulier, **R. Azin**, **R. Malakooti**, **A. Helalizadeh** et **M. Zirrahi** proposent dans l'article « *Étude de stockage souterrain de gaz naturel acide dans un réservoir épuisé* » une méthode innovante de stockage du gaz en réservoir déplété en Iran. Au contraire des stockages de gaz ordinaires, on injecte un gaz acide, évitant à l'injection un traitement coûteux ; de plus, le gaz est stocké dans un réservoir fracturé de gaz à condensat déplété, ce qui améliore la récupération des condensats au cours des cycles d'exploitation.

Dans l'article « *Méthode de simulation et d'optimisation des capacités de stockage de gaz souterrain* », **K. Wojdan**, **B. Ruszczyski**, **D. Michalk** et **K. Swirski** présentent un outil d'optimisation économique de l'exploitation d'un site de stockage de gaz naturel en cavité saline, et notamment des débits de soutirage du gaz, sous diverses contraintes, dont celle présentée, quand la pression est basse, par les pertes de volume de la cavité par fluage.

L'article « *Éruption en cavités de stockage de gaz* » de **H. Djizanne**, **P. Bérest**, **B. Brouard** et **A. Frangi** présente le calcul d'une éruption dans une cavité saline de stockage de gaz naturel. C'est un accident assez peu fréquent mais un modèle relativement simple permet de calculer les principaux paramètres thermodynamiques du gaz en sortie de la caverne et de prévoir la durée nécessaire à la vidange complète de la cavité.

Le troisième thème de ce numéro est le forage, représenté par deux articles consacrés à la mesure au laboratoire de la viscosité de boues dans des conditions de température et pression

élevées et à la prévision des pertes de boues dans les fractures d'une formation fortement plissée en Chine.

L'article « *Prédiction du débit de perte des boues de démarrage dans des structures fortement plissées* » de **Z. Wang**, **B. Sun** et **K. Ke** concerne la prévision des pertes de boue lors du forage de formations fracturées dans des structures fortement plissées en Chine. Pour le calcul des écoulements de boue, les paramètres géométriques et hydrauliques des fractures traversées par le forage sont prédits par un calcul FEM qui, pour décrire le massif, prend en compte les fractures identifiées et, successivement, les champs de contraintes paléo-tectonique et actuel.

Dans l'article « *Effet combiné de la pression et de la température sur le comportement visqueux des boues de forage non-aqueuses* », **J. Hermoso**, **F. Martínez-Bosa** et **C. Gallegos** étudient le comportement rhéologique de deux boues de forage à base d'huile dans un contexte de hautes températures et hautes pressions. Ils montrent que des géométries non-conventionnelles du rhéomètre (« ruban hélicoïdal ») sont utiles pour ces conditions extrêmes et proposent des modèles rhéologiques des huiles étudiées qui prennent en compte leur composition et les propriétés mises en évidence.

On souhaite que le lecteur intéressé par la production et le stockage des hydrocarbures trouve dans ce numéro *d'Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles* l'occasion d'une promenade technique dans un paysage particulièrement varié.