

Diagénèse minérale - Equilibres fluides-roches.

R. Eschard

▶ **To cite this version:**

R. Eschard. Diagénèse minérale - Equilibres fluides-roches.. Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles, 2010, 67 (1), pp.5-7. 10.2516/ogst/2011177 . hal-00702726

HAL Id: hal-00702726
https://ifp.hal.science/hal-00702726

Submitted on 31 May 2012

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.

Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles, Vol. 67 (2012), No. 1, pp. 5-7
Copyright © 2012, IFP Energies nouvelles
DOI: 10.2516/ogst/2011177

Éditorial

DIAGENÈSE MINÉRALE – ÉQUILIBRES FLUIDES-ROCHES

La récupération des hydrocarbures dépend fortement de la distribution des hétérogénéités internes du réservoir. La prédiction spatiale et la modélisation de telles hétérogénéités dans les réservoirs de roches carbonatées et silicoclastiques est un défi important pour l'optimisation de la production des hydrocarbures. Améliorer la caractérisation des réservoirs est également essentiel pour gérer les stockages souterrains (stockage du CO_2, stockage du gaz naturel, stockage d'eau douce) et également pour l'exploitation géothermique. La distribution des hétérogénéités du réservoir est d'abord liée à des processus sédimentaires qui contrôlaient l'architecture principale du réservoir. Puis, pendant l'enfouissement, certains processus comme, entre autres, la diagenèse, la formation de failles et la fracturation ajoutent une grande complexité pour la répartition des hétérogénéités du réservoir. Ces processus étant interdépendants (l'intensité de fracture dépend du litage et de la lithologie, les fractures peuvent être ouvertes ou cimentées...), il est alors crucial de comprendre leur genèse et leur chronologie. Aussi bien à proximité de la surface ou au cours de l'enfouissement progressif, les processus de diagenèse sont habituellement associés à l'écoulement des fluides (écoulement advectif dans les fractures et/ou à flux diffusif dans la matrice). L'impact de l'écoulement du fluide se manifeste habituellement par des changements considérables sur les propriétés des roches hôtes, à savoir leur porosité et la perméabilité.

Les études classiques de diagenèse utilisent un large éventail de méthodes et techniques d'analyses afin de proposer des modèles conceptuels spécifiques qui expliquent, pour des intervalles de temps bornés, les processus de diagenèse (par exemple, la dissolution, la cimentation, la substitution de minéraux comme la dolomitisation) et leurs impacts globaux sur les propriétés des réservoirs lors de l'enfouissement. Les techniques modernes combinent habituellement des analyses pétrographiques (par des moyens conventionnels, la cathodoluminescence, la fluorescence et par les techniques de microscopie électronique à balayage), les mesures géochimiques (éléments majeurs/traces, micro-sonde, isotopes stables de l'oxygène et du carbone, isotopes radiogéniques du Sr) et des analyses des fluides d'inclusion, offrant des arguments indépendants pour soutenir tous les modèles proposés. Pourtant, les modèles conceptuels sont qualitatifs et ne donnent pas de données "réelles" pour une utilisation directe par les ingénieurs de réservoir pour le "rock-typing" et la géomodélisation. Fournir des outils pour prédire l'évolution des propriétés des réservoirs de roches carbonatées et silicoclastiques implique d'abord d'être capable de quantifier correctement les impacts de la diagenèse et des interactions fluide-roche.

Ce numéro spécial d'*Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles* est dédié aux interactions fluides-roches (diagenèse) et à leurs impacts sur les propriétés du réservoir. La quantification des résultats sur les interactions de la roche-fluide peut être appliquée à différentes échelles : de l'échelle des pores à celle du réservoir et du bassin. En outre, des méthodes distinctes peuvent être abordées en fonction de la nature et de l'étendue du processus de diagenèse étudié. Par exemple, la quantification de certains types de ciment et/ou d'association de ciments pourrait être réalisée au moyen de méthodes géostatistiques et d'analyse d'images, tandis que la détermination de l'étendue de la dolomitisation pourrait être évaluée au moyen de processus basés sur la modélisation du transport géochimique réactif. Ce dossier OGST comprend huit papiers qui ont été revus par les pairs et qui exposent les activités récentes de recherche menées à IFP Energies nouvelles en collaboration avec d'autres organismes académiques et industriels. Les articles présentés englobent une grande variété de travaux sur la diagenèse, de l'échelle de la

carotte à celle de l'affleurement, en utilisant plusieurs outils et des méthodologies améliorés (par exemple, la DRX/Ritveld, la modélisation Micro-CT/Géochimique, les inclusions fluides/modélisation du bassin) ainsi que des méthodes numériques géostatistiques de modélisation des réseaux de pores. Bien qu'aucun de ces documents ne présente une approche complète pour prédire les hétérogénéités du réservoir, ils constituent une variété d'approches qui pourraient être suivies et améliorées afin de mieux comprendre les impacts de la diagenèse et des interactions avec les fluides sur les roches réservoirs et la quantification des phases de diagenèse, dans le but de prédire plus précisément leur occurrence spatiale et temporelle.

Rémi Eschard
IFP Energies nouvelles

Editorial

DIAGENESIS – FLUID-ROCKS INTERACTIONS

The recovery of hydrocarbons strongly depends on the distribution of internal reservoir heterogeneities. The spatial prediction and the modelling of such heterogeneities in both carbonate and siliciclastic reservoir rocks form a significant challenge for optimizing the hydrocarbon production. Improving reservoir characterization is also critical to manage any underground storage (CO_2 storage, natural gas storage, freshwater storage) and also geothermal exploitation. The reservoir heterogeneity distribution is first related to the depositional processes which controlled the main reservoir architecture. Then, during burial, diagenesis, faulting and fracturing among other processes add a huge complexity to the reservoir heterogeneity distribution. These processes being interdependent (fracture intensity depends on the bedding and the lithology, fractures can be opened or cemented...), it is then crucial to understand their genesis and their relative chronology. Whether occurring at near-surface or during progressive burial, the diagenetic processes are usually associated with fluid flow (advective flow in fractures and/or diffusive flow in matrix). The impact of fluid flow is usually expressed through considerable changes in the properties of host rocks, namely their porosity and permeability.

Classical diagenesis studies make use of a wide range of methods and analytical techniques in order to suggest conceptual models that explain specific, relatively time-framed, diagenetic processes (*e.g.* dissolution, cementation, mineral replacement – like dolomitization) and their global impacts on reservoir properties during burial. Modern techniques usually combine petrographic analyses (by means of conventional cathodoluminescence, fluorescence, and scanning electron microscopic techniques), geochemical measurements (major/trace elements, micro-probe, stable oxygen and carbon isotopes, Sr radiogenic isotopes) and fluid inclusion analyses, providing independent arguments to support any proposed model. Still, conceptual models are qualitative and do not yield "real" data for direct use by reservoir engineers for rock-typing and geomodelling. Providing tools to predict the evolution of reservoir properties of carbonate and siliciclastic rocks implies first being able to properly quantify the impacts of diagenesis and fluid-rock interaction (which were behind the observed reservoir properties).

This special issue of *Oil & Gas Science Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles* is dedicated to fluid-rock interactions (diagenesis) and their impacts on reservoir properties. Quantifying the results of rock-fluid interactions can be applied at various scales: from the pore-scale to reservoir and basin scales. Besides, distinct methods can be approached according to the nature and extent of the investigated diagenetic process. For instance, quantifying a certain cement type and/or associated cements could be achieved by means of geostatistical methods and image analysis, while determining the extent of dolomitization is assessed by means of process-based geochemical transport-reactive modelling. This OGST volume includes eight peer-reviewed papers that expose recent research activities conducted at IFP Energies nouvelles with the collaboration of other academic and industrial institutes. The presented papers encompass a variety of studies on diagenesis from plug-scale to outcrop-scale using several tools and improved methodologies (*e.g.* XRD/Ritveld, Micro-CT/Geochemical Modelling, Fluid Inclusions/Basin Modelling) as well as numerical geostatistical and pore network modelling. While none of these papers present a complete approach for predicting reservoir heterogeneities, they constitute a variety of approaches that could be followed and improved in order to better understand the impacts of diagenesis and fluid-rock interactions on reservoir rocks, quantifying the diagenetic phases and drawing us a bit closer to predicting their spatial and temporal occurrence.

Rémi Eschard
IFP Energies nouvelles