

THÈSE DE DOCTORAT

présentée pour obtenir le grade universitaire de
Docteur des Universités d'Aix-Marseille
Spécialité : Géosciences de l'environnement
Ecole Doctorale 251/Sciences de l'environnement

JEAN COCHARD

Analyses des propriétés réservoirs d'une série carbonatée microporeuse fracturée:

*Approches multi-échelle sédimentologiques, diagénétiques et
mécaniques intégrées.*

Analysis of the reservoir properties of a fractured microporous carbonate series:

*Integrated sedimentological, diagenetical and mechanical
multiscalar approaches*

Membres du Jury :

Pr. Giovanni BERTOTTI – TU Deft	Rapporteur
Pr. Adrian CEREPPI – ENSEGID - Bordeaux INP	Rapporteur
Dr. Juliette LAMARCHE – Aix-Marseille Université / CEREGE	Examineur
Dr. Gérard MASSONNAT – TOTAL S.A.	Examineur
PR. Yves GUGLIELMI – Aix-Marseille Université/LBNL	Directeur de thèse
Dr. Philippe LÉONIDE – Aix-Marseille Université/CEREGE	Co-Directeur de thèse
Pr. Jean BORGOMANO - Aix-Marseille Université/CEREGE	Invité
Dr. Jean-Paul ROLANDO - Aix-Marseille Université/CEREGE	Invité
Dr. Sophie VISEUR - Aix-Marseille Université/CEREGE	Invité

Résumé

La caractérisation de la porosité et de la perméabilité des formations carbonatées est rendue difficile à cause des variations de faciès d'origine bio-stratigraphique et de la forte sensibilité de la calcite aux processus diagénétiques et tectoniques. Le travail présenté dans cette thèse propose de décrypter ces influences respectives entre paramètres sédimentologiques, pétrophysiques, diagénétiques et déformations tectoniques. Une série carbonatée Urgonienne Provençale (Barrémien supérieur – Aptien inférieur) a été choisie comme objet d'étude parce qu'elle correspond à des réservoirs analogues à ceux présents au Moyen-Orient.

Les propriétés sont étudiées sur des échantillons centimétriques (plug) provenant de forages verticaux pluridécamétriques. Cela inclut des observations depuis l'échelle centimétrique à métrique des faciès, textures, organisation stratigraphique, des mesures pétrophysiques de porosité et de perméabilité, une analyse structurale et une analyse de la cimentation sur des lames minces. Ces analyses sur les carottes provenant des forages sont comparées à celles réalisées sur deux affleurements horizontaux pluridécamétriques à hectométriques afin d'étudier la répartition latérale de ces paramètres à une échelle supérieure. Ensuite, une approche est proposée pour représenter la distribution de ces propriétés depuis l'échelle centimétrique jusqu'à celle hectométrique, représentative d'une cellule réservoir utilisée dans les modèles numériques d'écoulements. L'objectif est de suggérer des principes de changement d'échelles des perméabilités et des porosités dans les roches carbonatées des plateformes étudiées.

Les principaux résultats de cette étude montrent une compartimentalisation verticale des propriétés qui est principalement liée à un contexte séquentiel de dépôts dans un environnement subtidal. Ce contexte favorise une diagénèse précoce (cimentation), et conditionne le développement ultérieur d'une microporosité (recristallisation des cristaux de micrites). Ainsi, relativement tôt après leur dépôt, les carbonates acquièrent des propriétés physiques très contrastées qui vont influencer leur réponse aux phases géodynamiques ultérieures affectant le bassin. Les calcaires cimentés (porosité $\leq 5\%$, perméabilité ≤ 0.01 mD) vont être les plus sensibles aux déformations tectoniques (fractures, stylolithes) contrairement aux calcaires microporeux (porosité $\leq 25\%$, perméabilité ≤ 3.5 mD). Ce contraste de propriétés est décrit par un certain nombre de type rocheux ou « rock-types » afin d'intégrer les mesures de l'échelle du plug centimétrique aux observations sur carotte à l'échelle métrique jusqu'à celle des affleurements hectométriques.

En conclusion, les méthodologies mises en œuvre durant ces travaux de thèse soulignent l'importance de la diagénèse précoce sur l'acquisition des propriétés actuelles des séries carbonatées. Elles démontrent aussi l'importance d'intégrer différents critères géologiques pour mieux extrapoler ces propriétés, de l'échelle matricielle à la cellule numérique.

Mots clés : Urgonien, Barrémien/Aptien, microporeux, fractures, diagénèse, propriétés réservoirs.

Abstract

The carbonate systems contain most of the global oil and gas reserves, particularly in the Middle East where more than half of the global hydrocarbon reserves are located. These reservoirs play a major economic and societal role both in the energy field (hydrocarbon, geothermal) as well as groundwater reserve (karst aquifer). The characterization of these carbonate formations is complicated due to facies variations, stratigraphic architecture, diagenetic processes and associated structural deformations. The dimension of carbonate reservoirs, coupled with subsurface subsampling, makes their properties prediction complex.

The work presented in this thesis proposes to study the relationships between the sedimentological, petrophysical and diagenetic parameters and their associated deformations of a Urganian Provençal carbonate series (Upper Barremian - Lower Aptian), analogue to the Middle East reservoirs. This study is divided in two main phases. The first part focuses on the characterization of the reservoir properties of an unaltered carbonate series, from centimetric samples (plug) of 20m-long cored vertical boreholes. This includes high-resolution observations of sedimentological (facies, textures, stratigraphic organization) and petrophysical (porosity, permeability) parameters, structural deformations analyses (fractures, faults) and diagenetic processes (cementation, dissolution, recrystallization). These results are compared to 2 horizontal decametric to hectometric outcrops to study the lateral distribution of these parameters. The second part consists to develop modelling methods of these properties and distributions within a representative volume of all the scales studied. The objective is to define upscaling rules of these parameters to propose a multi-scalar characterization of the sedimentological, structural and petrophysical heterogeneities.

The main results of this study highlight a vertical compartmentalization of this carbonate reservoir linked to a sequence stratigraphic context, controlling the distribution of the early diagenetic processes (cementation). The subsequent development of the microporosity (recrystallization of micrite crystals) within the preserved limestones emphasizing this contrast. These cemented limestones (porosity $\leq 5\%$, permeability ≤ 0.01 mD) are the most sensitive to structural deformations (fractures, stylolithes) whereas microporous limestones (porosity $\leq 25\%$, permeability ≤ 3.5 mD) are few affected by fracturing. Additionally, these parameters are grouped into 11 reservoir rock-types in order to propose upscaling rules to extrapolate these measurements (centimetric plugs) and observations (metric cores) to the 20m-long vertical boreholes and horizontal outcrop (hectometric scale).

In conclusion, the approach adopted during this PhD allows to 1) link the diagenetic processes to the deposit environments and 2) identify their genetic relationships with geodynamic changes in order 3) quantify their impacts on the reservoir properties. The geological rules defined in this study make it possible to extrapolate these properties, from the matrix to the grid cell scale.

Keywords: Urganian, Barremian/Aptian, microporous, fracturing, diagenesis, rock properties.