

# AVIS DE SOUTENANCE DE THÈSE EN COTUTELLE

## Mohammed Abdelfetah GHRIGA

CANDIDAT(E) au DOCTORAT PHYSIQUE,  
à **L'UNIVERSITÉ DE PAU ET DES PAYS DE L'ADOUR**  
EN COTUTELLE AVEC L'UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA (ALGERIE)  
SOUTIENDRA PUBLIQUEMENT sa THÈSE

le 30 juin 2020 à 11h00  
à **L'UNIVERSITÉ DE PAU ET DES PAYS DE L'ADOUR**  
**IPREM - Salle S007**

SUR LE SUJET SUIVANT :

"Optimisation des formulations EOR (Enhanced Oil Recovery) chimique pour les réservoirs pétroliers fissurés"

JURY :

Kamel DAOUD, Professeur, UNIVERSITÉ DES SCIENCES ET TECHNOLOGIE (ALGERIE)  
Mourad GARECHE, Maître de Conférences, UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA (ALGERIE)  
Julien GIGAULT, Chargé de Recherche - HDR, CNRS, UNIVERSITÉ DE RENNES 1  
Bruno GRASSL, Professeur des Universités, UNIVERSITÉ DE PAU ET DES PAYS DE L'ADOUR  
Amane JADA, Chargé de Recherche - HDR, CNRS, UNIVERSITÉ DE HAUTE ALSACE  
Yacine SALHI, Professeur, UNIVERSITÉ DES SCIENCES ET TECHNOLOGIE (ALGERIE)  
Noureddine ZERAIBI, Professeur, UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA (ALGERIE)

Pau, le 15 juin 2020

Le Président et,  
Par délégation, la Vice-Présidente de la Commission de la  
Recherche

p.o. Isabelle BARAILLE



Tél. : 05 59 40 70 00  
www.univ-pau.fr

Avenue de  
l'Université  
BP 576  
64012  
PAU Cedex

S. Mercier, Directrice ED 211

Nom du Directeur de thèse : **Pr Bruno GRASSL**  
Nom du codirecteur (cotutelle BRESIL) : **Dr Mourad GARECHE**  
Laboratoire d'accueil : **IPREM**

Titre de la thèse : Optimisation des formulations EOR (Enhanced Oil Recovery) chimique pour les réservoirs pétroliers fissurés.

Titre de la thèse (Anglais): Optimization of the chemical EOR (Enhanced Oil Recovery) formulations for the fractured petroleum reservoirs.

## Résumé

Dans les réservoirs pétroliers fracturés naturellement, les fluides s'écoulent essentiellement à travers un réseau de fractures tandis que la grande quantité de pétrole est emmagasinée par la matrice rocheuse, ce qui rend la production de pétrole à partir de ces réservoirs difficile et un grand défi pour les ingénieurs pétroliers. Lors de la récupération secondaire ou tertiaire dans des réservoirs fortement fracturés, l'injection de fluides de faible viscosité, tels que le gaz ou l'eau, conduit généralement à des percées précoces de fluides dans les puits de production, entraînant ainsi une mauvaise efficacité, à l'échelle microscopique et macroscopique, de la récupération de pétrole. Le challenge pour les opérations de la récupération chimique améliorée du pétrole (cEOR) dans les réservoirs fracturés, c'est d'empêcher ce phénomène de canalisation des fluides « channeling », afin que les fluides injectés puissent entrer, se mettre en contact et déplacer l'huile piégée dans la matrice. L'objectif de cette thèse est d'étudier et optimiser la gélification thermique d'un système de gel polymère formé à base du polyacrylamide partiellement hydrolysé (PAPH) et de la polyéthylénimine (PEI) dans des conditions de température (80 °C) et de salinité (TDS= 3.4 g/l) simulées à un réservoir pétrolier algérien. Pour des réactifs bien caractérisés en termes de masses moléculaires, degrés d'hydrolyse ou de branchement, concentrations critiques de recouvrement, les propriétés des mélanges (PAPH/PEI) notamment le temps de gélification, la force finale et la stabilité thermique du gel sont étudiés en fonction des principaux paramètres physico-chimiques. Des mesures rhéologiques en régimes stationnaire et dynamique ainsi que des essais en tubes sont utilisés. Un modèle mathématique, permettant la prédiction du temps de gélification des systèmes (PAPH/PEI), est développé à l'aide de la méthode des surfaces de réponses (MSR) en se basant sur la matrice de doehlert. Les mécanismes de réticulation et la cinétique de gélification, du PAPH avec de la PEI, sont enfin étudiés et quantifiés à l'aide des techniques RMN 1D et 2D (DOSY et NOESY).

## Abstract

In naturally fractured petroleum reservoirs, fluids flow essentially through the fracture network while the large amount of oil is stored by the rock matrix, making the oil production from these reservoirs a great challenge for petroleum engineers. During secondary or tertiary recovery in severely fractured reservoirs, the injection of low viscosity fluids, such as gas or water, leads usually to the early breakthrough of these fluids into the production wells causing thereby a poor microscopic and macroscopic oil recovery efficiency. The main challenge in chemical enhanced oil recovery (cEOR) operations in fractured reservoirs is to prevent this fluid channeling phenomenon, so that the injected fluids can enter, get in touch and move the oil trapped in the matrix. The purpose of this thesis is to study the thermal gelation of a polymer gel system based on partially hydrolyzed polyacrylamide (PHPA) and polyéthylénimine (PEI) under temperature (80 °C) and salinity (TDS= 3.4 g/l) conditions simulated to an Algerian fractured oil reservoir. Using well characterized reagents in terms of molecular weights, hydrolysis or branching degrees, critical overlap concentrations, the properties of the (PHPA/PEI) mixtures, including the gelation time, the final strength and the thermal stability of the formed gels, are studied as function of the main physico-chemical parameters. Rheological measurements in steady-state and dynamic regimes as well as tube tests are used. A mathematical model, which allows the prediction of the gelation time of the (PHPA/PEI) systems is developed using the response surface method (RSM) based on the doehlert matrix. Finally, the cross-linking mechanisms and the gelation kinetics of PHPA and PEI are studied and quantified using 1D and 2D NMR techniques (DOSY and NOESY).