

Résumé de thèse de Doctorat d'état

Par **Yacine Ould-Amer**

Titre

CONTRIBUTION A L'ETUDE DES ECOULEMENTS POLYPHASIQUES NON  
MISCIBLES DANS LES MILIEUX POREUX - APPLICATION AU CONING D'EAU

**Résumé**

*Le présent travail est une contribution à l'étude du phénomène du cône d'eau ayant lieu dans les réservoirs pétroliers. Deux cas sont proposés : le premier est relatif au cas de puits horizontal, alors que le second s'intéresse à une situation de puits vertical.*

*Dans le cas d'une situation de puits horizontal, le comportement transitoire de l'interface eau - huile durant un mouvement ascendant dans une cellule poreuse saturée, est étudié numériquement. L'analyse numérique est réalisée pour suivre l'évolution de l'interface, son mouvement et déduire les conditions optimales menant à la meilleure production. Les effets de plusieurs paramètres liés à la roche réservoir et aux propriétés des fluides sont analysés et commentés par introduction de paramètres adimensionnels tels que le nombre de Darcy, le nombre de gravité - viscosité et le débit adimensionnel de production. Dans le cas d'un puits vertical, nous nous sommes intéressés à la technologie de la double complétion adoptée pour atténuer le cône d'eau. Une étude numérique est proposée. Avec une étude paramétrique de la technologie de double complétion, la forme du profil du cône et les performances de cette technique ont été examinées. Le cas de complétion conventionnelle a été aussi considéré comme référence pour la comparaison.*

*Les résultats obtenus, dans le cas d'un puits horizontal, montrent un développement significatif de l'interface eau - huile quand le nombre de gravité - viscosité et la porosité de la roche réservoir diminuent. L'augmentation du rythme de production entraîne aussi une avancée rapide du front d'eau. Le temps de percée d'eau est très court pour les faibles valeurs de  $N$  (huiles lourdes et très visqueuses) avec un faible effet stabilisant de la gravité de même pour les faibles valeurs du nombre de Darcy (faibles perméabilités). Pour un débit de production fixé, un moyen d'augmentation de la perméabilité de la roche réservoir devrait être très bénéfique particulièrement pour les huiles légères et moins visqueuses. Dans le présent travail une corrélation a été proposée pour prédire le pourcentage d'huile récupérée au temps de percée d'eau. Cette corrélation a été développée en se basant sur les équations gouvernantes et l'analyse par la régression utilisant les données de la simulation numérique.*

*Les résultats numériques auxquels nous avons abouti, pour une situation de puits vertical, montrent que l'utilisation de la double complétion déforme dans la plupart des cas le profil du cône. Le sommet de l'interface eau - huile se déplace loin du puits. La mise en production du puits à des valeurs élevées du débit de production d'huile entraîne une élévation de la hauteur du cône d'eau interceptant ainsi l'écoulement de l'huile. Pour des débits de production d'eau supérieurs à une certaine valeur critique, l'huile s'introduit dans les perforations de la zone de complétion eau. Le temps de percée d'eau  $BT^*$  est proportionnel à la différence adimensionnelle de densité  $ND\rho$  et au nombre de Darcy horizontal mais inversement proportionnel au débit de production d'huile, aux rapports de mobilité et d'anisotropie. Le profil de l'interface eau - huile, induite par la technologie DWS,*

*pour des roches réservoirs avec des rapports d'anisotropie élevés, prend la forme classique du cône d'eau en simple complétion après une courte période de production. Aux faibles valeurs de  $ND\rho$ , les valeurs de  $BT^*$  ne sont pas très différentes, l'utilisation alors de valeurs élevées pour le débit de production d'eau dans la zone de complétion eau n'est pas recommandée. L'amélioration ne commence qu'à partir d'une certaine valeur de la différence adimensionnelle de densité. Avec la technique de double complétion, la percée d'eau est atténuée. En général,  $BT^*$  est doublement amélioré comparé à une situation de complétion conventionnelle. Le débit critique de production d'huile est amélioré comparé au cas de simple complétion.*

### **Abstract**

*The present work is a contribution to study the water-coning phenomenon occurring in petroleum reservoirs. Two cases are proposed: the first is related to horizontal well and the second to vertical well.*

*In the horizontal well situation, transient behavior of a water-oil interface during an upward flow in a saturated porous cell is numerically investigated. A numerical analysis is carried out to follow the interface evolution, motion, and deduce the optimal conditions allowing better production. Effect of several parameters relevant to reservoir rock, fluids properties, are analyzed and documented introducing dimensionless parameters such as Darcy number, gravity - viscosity parameter and the dimensionless flow rate. In the vertical well case, we have interested for the dual completion that is adopted to attenuate water coning in vertical well case. Results of numerical simulations related to water-oil interface behavior and  $BT^*$  have been analyzed and documented in single and dual completions. With a parametric study of dual completion technology, the cone profile shape and the performance of this technique have been discussed.*

*For the horizontal well case, a significant development of water-oil interface is noticed as the gravity - viscosity parameter and porosity of reservoir rock decreases. The breakthrough time is shorter for low values of  $N$  (very dense viscous oils) with lower gravity stabilizing effect and in the case of low Darcy number (low permeability). Increasing permeability can be beneficial in practical situations if the flow rate is maintained constant since it permits to delay considerably water breakthrough principally at high value of  $N$ . This paper presents a new coning correlation to predict oil recovery at breakthrough in horizontal well situation. The correlation was developed based on the flow equations and regression analysis using the data from numerical simulations.*

*The numerical results show that the use of dual completion with vertical well deforms in most cases the cone profile shape. The top of water-oil interface moves away from the well. The use of high values of oil production rate yields an elevation of water coning height that would intercept oil flow. For water production rate greater than a certain critical value, the oil breaks into water perforations. The water breakthrough time  $BT^*$  is proportional to dimensionless density difference  $ND\rho$  and horizontal Darcy number and inversely proportional to oil production rate, mobility and anisotropy ratios. For rock reservoir with high anisotropy ratio, the cone shape, induced by DWS technology, takes the classical behavior occurring in single completion after a short period of production. At low  $ND\rho$  numbers, the values of  $BT^*$  are not too different, thus the use of high production rate at water sink is not recommended. The improvement begins from a certain value of gravity number. With dual completion technique, water breakthrough is delayed. In general, the  $BT^*$  is delayed twice compared to single completion situation. The critical oil rate is improved compared to single completion.*

*Keywords: water coning, dual completion, downhole water sink, breakthrough time, horizontal well, vertical well, water - oil interface.*