

RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS BLACK OIL UTILIZANDO OPENFOAM^(R)

Soledad Fioroni^{a,b}, Axel E. Larreteguy^a y Gabriela B. Savioli^c

^aUniversidad Argentina de la Empresa, Instituto de Tecnología. Buenos Aires, Argentina,
sfioroni@uade.edu.ar, alarreteguy@uade.edu.ar

^bCONICET, Buenos Aires, Argentina

^cUniversidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería, Instituto del Gas y del Petróleo, Buenos Aires,
Argentina, gsavioli@fi.uba.ar

Palabras Clave: OpenFOAM^(R), *black oil*, flujo multifásico

Resumen.

La formulación *black oil* es bien conocida en el ámbito de la ingeniería en petróleo. El modelo contempla tres fases: acuosa, gaseosa y oleosa, y tres componentes: agua, gas y petróleo. Se considera que el componente gas se puede disolver en la fase oleosa, pero el componente petróleo no se puede vaporizar en la fase gaseosa. Además, no hay transferencia de masa entre el agua y las otras dos fases. Las ecuaciones que rigen estos problemas de flujo multifásico multicomponente en medios porosos surgen de combinar las ecuaciones de conservación de masa para cada componente y la ecuación de velocidad de Darcy para cada fase. Se usan los factores volumétricos de cada fase y la solubilidad del gas en la fase oleosa como modelo termodinámico simplificado. Actualmente, OpenFOAM^(R) dispone del paquete *porousMultiphaseFoam* que se utiliza para la simulación de flujos bifásicos incompresibles en medios porosos isotérmicos con efectos capilares. En este trabajo se presentan los primeros resultados de una nueva herramienta que estamos desarrollando, basada en *porousMultiphaseFoam*, para abordar problemas de tipo *black oil*, es decir, flujo trifásico en medios porosos que puedan tener en cuenta: *i*) la compresibilidad de los fluidos, *ii*) la variación de la porosidad de la roca, y *iii*) la disolución del componente gas en la fase oleosa.