ABSTRAK

FORMULASI SURFAKTAN NABATI DARI *PALM OIL* UNTUK APLIKASI INJEKSI KIMIA EOR PADA *RESERVOIR LOW SALINITY*

Oleh
Adrian Aufa Rachman
NIM: 113210113
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Suatu lapangan tua dengan salinitas yang rendah telah mengalami penurunan produksi dan perlu dilakukan *Chemical Enhanced Oil Recovery* agar produksinya kembali naik. Berdasarkan hal tersebut, dilakukan pengujian laboratorium untuk mengetahui formulasi surfaktan yang tepat agar produksi dapat ditingkatkan kembali. Pengujian yang dilakukan ini bertujuan untuk menguji efektivitas penginjeksian surfaktan pada karakteristik *reservoir low salinity*. Penelitian ini menggunakan metode pengujian imbibisi yang akan merepresentasikan batuan *reservoir* ketika diinjeksikan surfaktan tanpa diberi tekanan, yang bertujuan untuk mengetahui efektifitas perolehan minyak dengan menggunakan surfaktan PEG-400 yang berbahan dasar minyak kelapa sawit yang dapat dimodifikasi untuk bekerja optimal pada *reservoir* dengan salinitas rendah.

Pengujian dilakukan pada *Core* B1 dan B2 yang memiliki karakteristik yang sama, namun dengan dimensi yang berbeda. Karakteristik *core* batuan yang diujikan meliputi jenis batuan *Bentheimer Sandstone*, temperatur *reservoir* 60°C, salinitas 5000 ppm, dan densitas minyak sebesar 0,80429 gr/cc. Penelitian ini dimulai dengan melakukan *screening* konsentrasi yang tepat pada penginjeksian surfaktan terhadap *core* batuan yang meliputi interaksi *fluid-to-fluid* (melakukan uji kompatibilitas, uji *interfacial tension*, dan uji *phase behavior*). Dan interaksi *fluid-to-rock* (melakukan uji imbibisi spontan) pada kondisi *reservoir*.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa larutan surfaktan dengan konsentrasi 0,5% PEG-400 dengan menggunakan *brine* sintetik NaCl 5000 ppm secara efektif dapat meningkatkan perolehan minyak pada *Core* B1 sebesar 4,15 cc minyak serta meningkatkan nilai *recovery factor* (RF) sebesar 40,07%. Nilai tersebut tinggi jika dibandingkan dengan hanya menginjeksikan 0% PEG-400 (*brine* sintetik saja) pada *Core* B2 dengan hasil perolehan minyak sebesar 1,65 cc minyak dan 21,79% nilai RF. Penelitian ini membuktikan bahwa surfaktan PEG-400 berhasil meningkatkan perolehan minyak secara signifikan dengan formulasi yang tepat.

Kata kunci: *Chemical Enhanced Oil Recovery*, PEG-400, *Recovery Factor*, *Spontaneous Imbibition*, Surfaktan

ABSTRACT

FORMULATION OF PLANT-BASED SURFACTANTS FROM PALM OIL FOR CHEMICAL EOR INJECTION APPLICATIONS IN LOW-SALINITY RESERVOIR

By
Adrian Aufa Rachman
NIM: 113210113
(*Petroleum Engineering Undergraduated Program*)

An aging oil field with low salinity has experienced a decline in production, necessitating the application of Chemical Enhanced Oil Recovery (EOR) to restore productivity. Based on this condition, laboratory experiments were conducted to determine the appropriate surfactant formulation to improve oil recovery. This study aims to evaluate the effectiveness of surfactant injection under low-salinity reservoir conditions. An imbibition testing method was employed to represent reservoir rock behavior during surfactant injection without the application of external pressure. The objective is to assess oil recovery performance using a palm oil–based PEG-400 surfactant, which can be modified to achieve optimal performance in low-salinity reservoirs.

The experiments were conducted on Core B1 and Core B2, which have similar characteristics but different dimensions. The core properties include Bentheimer sandstone as the rock type, a reservoir temperature of 60 °C, salinity of 5,000 ppm, and an oil density of 0.80429 g/cc. The study began with a screening process to determine the optimum surfactant concentration through fluid–fluid interaction tests, including compatibility, interfacial tension, and phase behavior tests. This was followed by fluid–rock interaction analysis using spontaneous imbibition tests under reservoir conditions.

The results show that a 0.5% PEG-400 surfactant solution formulated with synthetic NaCl brine at 5,000 ppm effectively increased oil recovery in Core B1 by 4.15 cc and improved the recovery factor (RF) to 40.07%. These values are higher compared to the injection of 0% PEG-400 (synthetic brine only) in Core B2, which resulted in an oil recovery of 1.65 cc and an RF of 21.79%. This study demonstrates that PEG-400 surfactant can significantly enhance oil recovery when properly formulated for low-salinity reservoir conditions.

Keywords: Chemical Enhanced Oil Recovery, PEG-400, Recovery Factor, Spontaneous Imbibition, Surfactant