

ABSTRACT

The carbon dioxide (CO₂) gas injection for Enhanced Oil Recovery (EOR) application is regarded to be an excellent solvent for miscible CO₂ flooding. However, despite its many advantages over other methods, the CO₂ flooding still facing a main problem which is the high mobility that will reduce the overall sweep efficiency. CO₂ microbubble colloidal gas aphrons (MB-CGA) with its unique characters offer some advantages for CO₂ - EOR application by improving the sweep efficiency and oil recovery.

In this study, experimental of CO₂ MB-CGA using 7 sand packs and 3 core samples were performed. The CO₂ MB-CGA was generated by injecting CO₂ gas through special porous filter into a mix of polymer and surfactant solution. Three different pore throat size filters were used to generate different dominant sizes of microbubbles that will be injected into sand packs and core samples that already saturated with oil followed by water flooding. The microbubbles diameter size analysis and gas blocking impact to the sweep efficiency were carried out based on the experiments results. Microscopic analysis was carried out to visualize the presence, stability and behavior of microbubbles inside the solution and porous media. The petrophysical analysis using thin section and X-Ray Diffraction (XRD) were carried out to understand the CO₂ MB-CGA impact to petrophysical properties.

The microbubbles with dominant size of 10 - 50 μm produced 26.38% of oil recovery from tertiary injection with maximum injection pressure of 124 kPa, while larger dominant size of microbubble with diameter of 70 - 150 μm produced 21.10% of oil recovery with maximum injection pressure of 158 kPa. This showed the advantages of smaller microbubbles in increasing the overall sweep efficiency and the advantages of larger microbubbles in gas blocking ability. The tertiary injection with normal CO₂ gas only produced 13.09% of oil recovery, this showed the advantages of CO₂ MB-CGA injection over the normal CO₂ gas for improving the sweep efficiency and recovery. In heterogeneous porous media experiment, the recovery volume ratio between low and high permeability sand pack was increased from 1:57 during water flooding to 1:4 during the CO₂ MB-CGA injection, showed the gas blocking ability to divert the fluid flow in heterogeneous media/reservoir for increasing the overall sweep efficiency area and recovery results. The petrophysical analysis showed the porosity reduction by 3.35% and permeability reduction by 11.79 mD after the CO₂ MB-CGA injection. Thin sections image showed that the remaining of CO₂ MB-CGA solution within the pores left an imprint of dark grey to black residue that block some of the pore spaces and pore throats, reducing the porosity and permeability. The XRD analysis showed that the CO₂ reaction with some minerals, e.g. feldspar dissolution, was also partially responsible for the porosity and permeability reduction after the CO₂ MB-CGA injection.

Keyword: CO₂ EOR, microbubble, colloidal gas aphrons, tertiary recovery

INTISARI

Injeksi gas karbondioksida (CO₂) yang dilakukan pada proses *Enhanced Oil Recovery* (EOR) telah diakui sebagai metode yang sangat baik untuk proses pelarutan *miscible CO₂ flooding*. Namun, disamping kelebihanannya dibandingkan metode yang lain, proses ini masih memiliki masalah utama, yaitu tingginya mobilitas CO₂ yang akan mengurangi *sweep efficiency* secara keseluruhan. CO₂ *microbubble colloidal gas aphrons* (MB-CGA) dengan keunikan strukturnya memiliki beberapa manfaat yang dapat digunakan pada proses CO₂ – EOR yang akan dapat meningkatkan *sweep efficiency* dan hasil *recovery* minyak bumi.

Pada penelitian ini, percobaan menggunakan CO₂ MB-CGA dilakukan dengan 7 *sand pack* dan 3 contoh batuan inti. CO₂ MB-CGA dibuat dengan cara menginjeksikan gas CO₂ melalui filter khusus berpori kedalam larutan polimer dan surfaktan. Tiga filter khusus dengan ukuran pori yang berbeda digunakan untuk menghasilkan *microbubble* dengan ukuran dominan diameter yang berbeda-beda yang kemudian diinjeksikan kedalam *sand pack* dan contoh batuan inti yang telah disaturasi dengan minyak bumi dan diinjeksi dengan air (*water flooding*) sebelumnya. Analisis pengaruh ukuran diameter dari *microbubble* dan dampak dari kemampuan *gas blocking* terhadap *sweep efficiency* dilakukan berdasarkan hasil percobaan tersebut. Analisis mikroskopis juga dilakukan untuk menggambarkan keberadaan, stabilitas dan perilaku *microbubble* didalam laturan dan media berpori. Analisis petrofisika dengan menggunakan *thin section* dan *X-Ray Diffraction* (XRD) juga dilakukan untuk melihat pengaruh CO₂ MB-CGA terhadap petrofisika batuan.

Microbubble dengan ukuran dominan 10 - 50 µm menghasilkan 26.38% *recovery* minyak bumi dari *tertiary injection* dengan tekanan injeksi maksimal 124 kPa, sementara *microbubble* dengan ukuran dominan 70 -150 µm menghasilkan 21.10% *recovery* minyak bumi dengan tekanan injeksi maksimal 158 kPa. Hasil ini menunjukkan kelebihan *microbubble* dengan ukuran yang lebih kecil untuk meningkatkan *sweep efficiency* secara keseluruhan dan juga kelebihan *microbubble* dengan ukuran yang lebih besar dalam hal *gas blocking ability*. Injeksi dengan menggunakan gas CO₂ biasa pada *tertiary injection* menghasilkan hanya 13.09% *recovery* minyak bumi, hal ini menunjukkan kelebihan injeksi CO₂ MB-CGA dibandingkan gas CO₂ biasa untuk meningkatkan *sweep efficiency* dan hasil *recovery*. Dalam percobaan media berpori heterogen, rasio volume *recovery* minyak antara *sand pack* permeabilitas rendah dan tinggi meningkat dari 1:57 saat *water flooding* menjadi 1:4 pada saat injeksi dengan menggunakan CO₂ MB-CGA. Hal ini menunjukkan kemampuan *gas blocking* untuk mengalihkan aliran fluida pada media/reservoir heterogen sehingga dapat meningkatkan area *sweep efficiency* dan hasil *recovery* secara keseluruhan. Hasil analisis petrofisika menunjukkan pengurangan porositas sebesar 3.35% dan pengurangan permeabilitas sebesar 11.79 mD sesudah proses injeksi CO₂ MB-CGA. Hasil *thin section* menunjukkan CO₂ MB-CGA yang terdapat di dalam pori-pori batuan meninggalkan bekas residu berwarna abu-abu tua kehitaman yang menyumbat sebagian pori-pori dan jalur

antar pori yang menyebabkan berkurangnya nilai porositas dan permeabilitas batuan. Hasil XRD menunjukkan bahwa reaksi CO₂ dengan mineral di dalam batuan, misalnya disolusi feldspar, juga merupakan sebagian penyebab berkurangnya porositas and permeabilitas sesudah injeksi CO₂ MB-CGA.

Kata Kunci: CO₂ EOR, *microbubble*, *colloidal gas aphrons*, *tertiary recovery*.