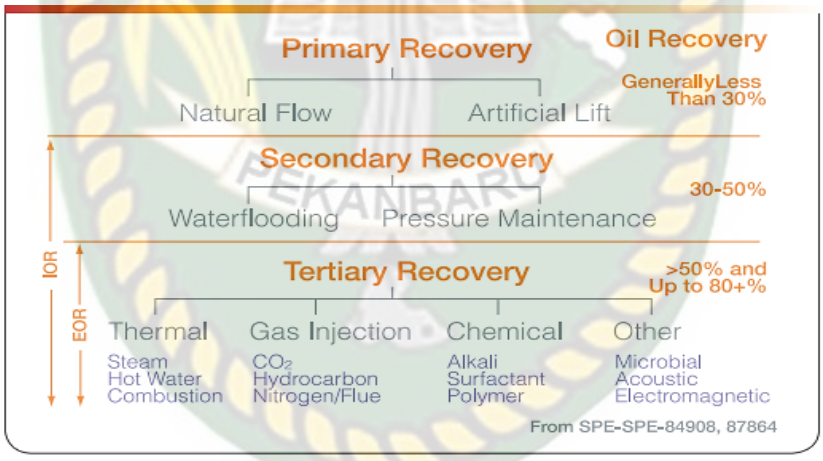
BAB II
TINJAUAN PUSTAKA

2.1. *ENHANCED OIL RECOVERY*

Enhanced oil recovery merupakan metode perolehan minyak yang dilakukan setelah *secondary recovery* dilakukan. EOR dilakukan karena metode *secondary recovery* tidak mampu lagi meningkatkan jumlah perolehan minyak sehingga proyek tidak lagi ekonomis untuk diproduksikan dengan metode tersebut. Metode EOR dapat meningkatkan perolehan minyak karena mampu mengubah karakteristik *immobile oil* (S_{or}) dan batuan yang ada pada reservoir minyak. Gambar 2.1 menunjukkan metode EOR terbagi atas empat, yaitu; *thermal, gas injection, chemical,* dan lainnya (*microbial, acoustic, electromagnetic*). (Kokal & Al-Kaabi, 2010)



Gambar 2.1 Defenisi EOR/IOR (Kokal & Al-Kaabi, 2010)

Permasalahan umum yang dihadapi oleh kegiatan produksi minyak di Indonesia adalah permasalahan produksi yang terjadi pada *mature field* (lapangan tua). Aplikasi penggunanan *primary recovery* dan *secondary recovery* seperti *artificial lift* dan *waterflooding* hanya mencapai 5%-30%, sedangkan jumlah cadangan minyak masih banyak yaitu sekitar 50 *billion barrel*. Perusahan migas di Indonesia mulai mengembangkan penggunaan kegiatan EOR pada lapangan minyak dan gas di Indonesia untuk meningkatkan perolehan minyak hingga men-

Universitas Islam Riau
Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

capai 65% dari OOIP (*Original Oil in Place*). Kegiatan EOR yang paling banyak digunakan di Indonesia adalah *steamflooding* dan *chemical injection*. *Steamflooding* mulai digunakan di Indonesia sejak tahun 1967 dan *chemical injection* pada tahun 1980. (Abdurrahman, Bae, Novriansyah, & Khalid, 2016)

2.2. *SPONTANEOUS IMBIBITION TEST*

Imbibisi merupakan proses penyerapan fasa pembasah (*wetting phase*) ke dalam media berpori. Imbibisi merupakan proses penting yang terjadi pada mekanisme *waterdrive reservoir*. *Spontaneous imbibition* merupakan proses dimana penyerapan fasa pembasah bergerak ke dalam batuan tanpa dipengaruhi oleh tekanan. Dan jenis *wettablity* batuan dapat ditentukan dengan menentukan fluida mana yang lebih membasahi batuan (Schlumberger, 2018).

Spontaneous imbibition test merupakan metode yang digunakan untuk mengetahui pengaruh fluida pembasah terhadap meningkatnya *oil recovery*. Metode ini dilakukan dengan menggunakan alat khusus berupa wadah berupa kaca yang disebut sebagai *amott cell*. Kemampuan fluida pembasah dilihat dari volume minyak yang keluar dari *core* dan tertampung pada bagian atas dari *amott cell* (Vindum Engieering INC., 2018). Bentuk peralatan *amott cell* bisa dilihat pada gambar 3.1 pada BAB selajutnya.

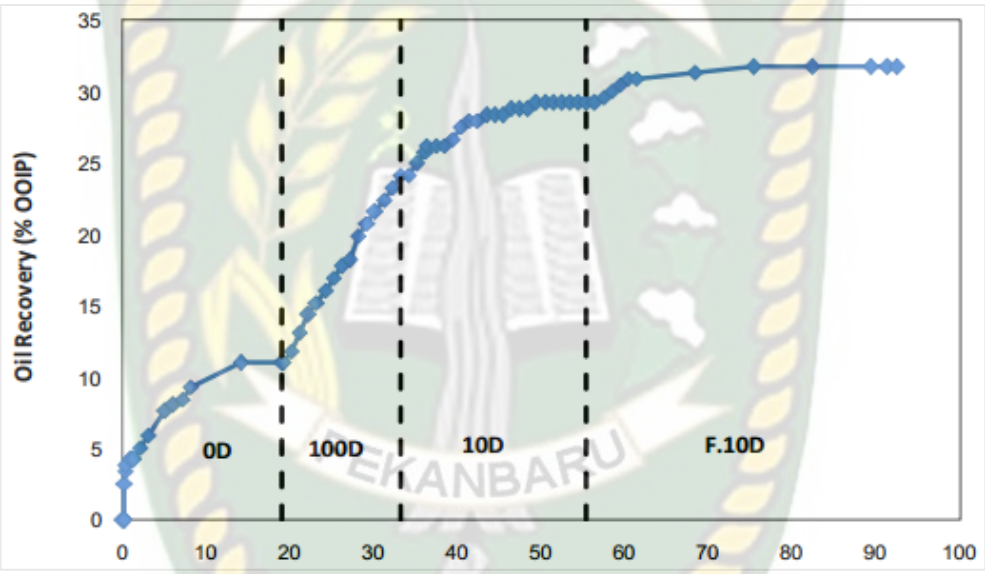
2.3. MEKANISME *LOW SALINITY WATER INJECTION*

Low salinity waterflooding (LSW) merupakan pengembangan metode *waterflooding* yang dilakukan dengan cara mengatur kadar salinitas air injeksi beserta komponen ion penyusunnya (Kokal & Al-Kaabi, 2010). Pada tahun 2011 Morrow melakukan penilitian dengan *coreflooding* menggunakan batuan *sandstone. low salinity brine* yang diinjeksikan kedalam batuan *sandstone* mampu menghasilkan *oil recovery* yang lebih tinggi daripada injeksi *high salinity brine* (Morrow & Jill, 2011).

Berdasarkan penelitian *coreflooding* lainnya yang dilakukan oleh Amira S. Al-Harrasi pada batuan karbonat (dengan komposisi 98.5% $CaCO_3$ dan sedikit $CaMg(CO_3)_2$) menunjukkan adanya peningkatan *oil recovery* setelah *low salinity brine* diinjeksikan (Al-Harrasi, Al-Maamari, & Masalmeh, 2012). Batuan karbonat

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

tersebut diinjeksikan dengan fluida imbibisi 0D, 2D, 5D dan 100D pada suhu 70°C. Huruf D menyatakan bahwa larutan *seawater* diencerkan. Sedangkan angka yang di depan huruf D menyatakan jumlah perlakuan pengenceran *seawater* yang diberikan. Sehingga diperolehlah fluida imbibisi 100D yaitu fluida imbibisi dengan kadar salinitas paling rendah (1.944 ppm). Hasil penelitian yang dilakukan oleh Amira menunjukkan bahwa fluida injeksi dengan kadar salinitas lebih rendah mampu meningkatkan perolehan minyak lebih baik seperti yang ditunjukkan oleh gambar 2.2.

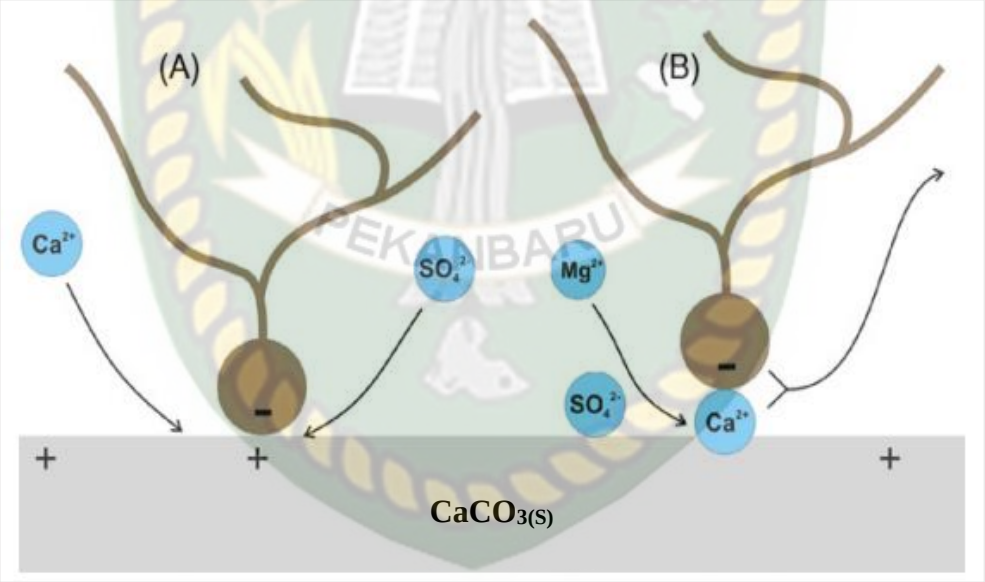


Gambar 2.2 Hasil percobaan *spontaneous imbibition* pada *carbonate core* (Al-Harrasi, Al-Maamari, & Masalmeh, 2012)

Yousef Al Saleh juga melakukan *coreflooding* pada batuan karbonat dengan menggunakan fluida injeksi *seawater* yang diencerkan sebanyak 10 kali (Yousef, Al-Saleh, & Al-Jawfi, 2011). Hasilnya menunjukkan bahwa penginjeksikan *brine* dengan salinitas 3.000 ppm mampu menghasilkan *oil recovery* sebesar 9-10% yang mana hasil ini lebih baik daripada disaat menggunakan *brine* yang memiliki salinitas lebih tinggi. Selain itu hasil penelitiannya juga menjelaskan bahwa *brine* tersebut dapat mengubah *wettability* batuan dari *mixed water wet* menjadi *more water wet* dengan perubahan sudut kontak hingga 10°.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Adanya perubahan *wettability* pada batuan karbonat disebabkan oleh adanya mekanisme *multi ionic exchange* (MIE) (Zhang, Tweheyo, & Austad, 2006). Mekanisme MIE melibatkan proses pergantian ion Ca^{2+} dan Mg^{2+}. Sedangkan peran senyawa SO_4^{2-} yang terdapat pada *brine* ataupun *anhydrate* ($CaSO_4$) adalah sebagai *catalyst* yang mempercepat reaksi. Pada gambar 2.3 (A) ion Ca^{2+} berikatan dengan senyawa *carboxylic* (-COO-) membentuk ikatan senyawa Ca^{2+}-*carboxylate complex* yang kemudian terlepas dari permukaan batuan. Pada suhu yang lebih tinggi ion Mg^{2+} masih mampu menggantikan ion Ca^{2+} meskipun ikatan Ca^{2+}-*carboxylate complex* lebih kuat daripada ikatan Mg^{2+}-*carboylate complex*. Proses ini dapat mengubah *wettability* batuan karbonat secara perlahan menjadi *water wet* akibat semakin dekat dan mudahnya molekul air untuk berikatan dengan permukaan batuan karbonat.

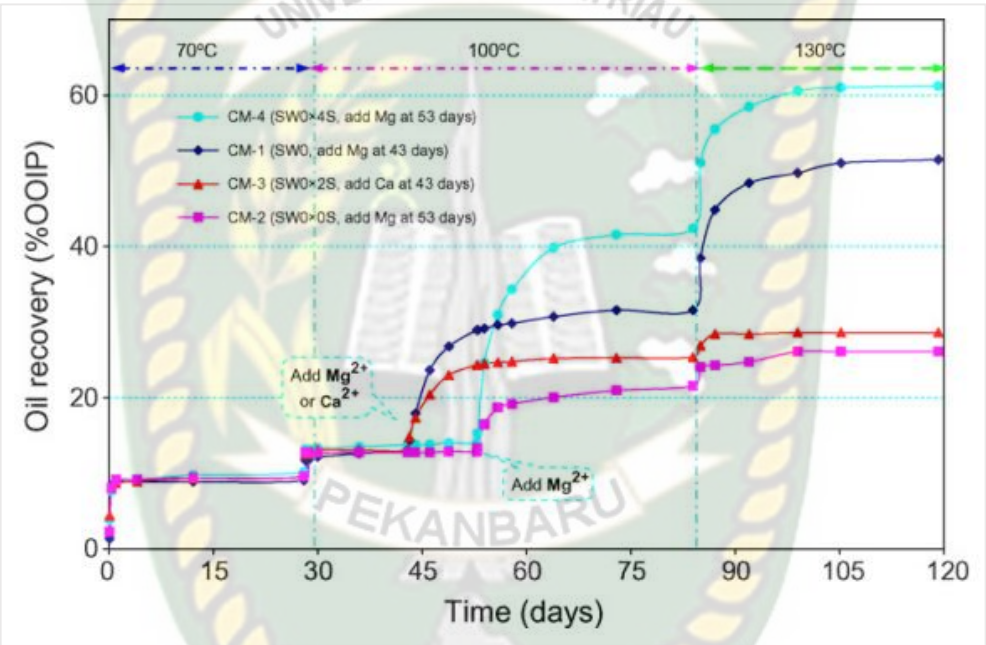


Gambar 2.3 Skema mekanisme *wettability alteration* akibat *seawater*, (A) mekanisme MIE ketika yang aktif ketika suhu rendah dan tinggi, (B) mekanisme MIE ketika pada suhu tinggi (Zhang, Tweheyo, & Austad, 2006)

Peristiwa ini dibuktikan oleh adanya peningkatan *oil recovery* pada penelitian yang dilakukan oleh Zhang pada tahun 2016 (Zhang, Tweheyo, & Austad, 2006). Pada penelitian ini Zhang melakukan *spontaneous imbibition* pada batuan karbonat dengan kandungan *chalk*. Hasilnya menunjukkan peningkatan *oil*

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

recovery dengan penambahan Mg^{2+} pada *imbibition brine* sangat dipengaruhi oleh ketersedian senyawa SO_4^{2-} pada fluida imbibisi. *Oil recovery* meningkat sebesar 20%, 32%, dan 42% seiring meningkatnya konsentrasi ion SO_4^{2-} pada fluida imbibisi (0,024 molar, 0,048 molar, 0,096 molar). Selain itu peningkatan *oil recovery* yang diperoleh pada saat adanya penambahan ion Mg^{2+} jauh lebih rendah daripada dengan menambahkan ion Ca^{2+} jika tidak adanya SO_4^{2-} pada *imbibition brine*.



Gambar 2.4 *Spontaneous imbibition test* dengan menggunakan fluida imbibisi tanpa mengandung ion Ca^{2+} dan Mg^2 pada awal tes (Zhang, Tweheyo, & Austad, 2006)

Untuk melihat pengaruh *brine* $NaCl_2$ terhadap batuan karbonat dapat dirujuk dari penelitian yang dilakukan oleh Mahani pada tahun 2015 (Mahani, et al., 2015). Metode yang digunakan adalah metode *oil drop test*. Mahani menyimpulkan bahwa *brine* dengan kandungan $NaCl_2$ dapat menurunkan sudut kontak antara minyak dengan batuan. Namun ternyata peristiwa ini tidak dipengaruhi oleh ion Na^+ yang terdapat pada kandungan *brine*. karena *monovalent ions* (ion Na^+) tidak bisa bereaksi dengan batuan karbonat. Oleh karena itu perubahan *wettability* batuan sepenuhnya dipengaruhi oleh kadar pH yang rendah dimana hal tersebut dapat meningkatkan daya tolak antar batuan dan minyak.

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Peningkatan daya tolak antara minyak dan batuan dipengaruhi oleh peristiwa *mineral dissolution* yang ditimbulkan oleh penurunan sudut kontak yang tajam antara minyak dan batuan.

Indikasi adanya mekanisme MIE dan *mineral dissolution* pada perubahan pH *effluent brine* juga dijelaskan oleh penelitian Mohamed Al Hammadi pada tahun 2018. Dia menjelaskan bahwa meningkatnya nilai pH pada *effluent brine* (salinitas 1000 ppm) setelah *core flooding* disebabkan oleh meluruhnya mineral *calcite* pada batuan *karbonat* (*middle east reservoir*) (Al-Hammadi, Mahzari, & Sohrabi, 2018). Peluruhan mineral *calcite* dapat disebabkan oleh mekanisme MIE ataupun *mineral dissolution* yang terjadi sebagai akibat rendahnya nilai pH seperti yang telah dijelaskan pada paragraf sebelumnya. Kesimpulan ini diperkuat oleh adanya kandungan *anhydrate* pada batuan karbonat yang Dia uji. Adanya kandungan *anhydrate* dapat dilihat dari hasil *ion cromatography* yang dilakukan pada *effluent brine*. Dimana kandungan *anhydrate* sendiri diindikasikan oleh hadirnya *calcium*, *magnesium*, dan *sulphate* pada *effluent brine.*

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Milik :